

Dianne Elissa Desan Calado

**REPRESENTAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO
PROBABILÍSTICO NA AVALIAÇÃO DA
CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação submetida ao Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa Ca-
tarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da
Rosa, PhD.

Coorientador: Prof. Diego Issicaba,
PhD.

Florianópolis

2015

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Calado, Dianne Elissa Desan

Representação de curto-circuito probabilístico na
avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição /
Dianne Elissa Desan Calado ; orientador, Mauro Augusto da
Rosa ; coorientador, Diego Issicaba. - Florianópolis, SC,
2015.

144 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade. 3. Sistema
de distribuição. 4. Curto-circuito. 5. Monte Carlo
sequencial. I. Rosa, Mauro Augusto da. II. Issicaba,
Diego. III. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Dianne Elissa Desan Calado

**REPRESENTAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO
PROBABILÍSTICO NA AVALIAÇÃO DA
CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 18 de dezembro 2015.

Prof. Carlos Galup Montoro, Ph.D
Coordenador do Curso

Prof. Diego Issicaba, Ph.D.
Coorientador

Banca Examinadora:

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph.D.
Orientador

Hans Helmut Zürn, Ph.D
Universidade Federal de Santa Catarina

Leonardo Elizeire Bremermann, Ph.D
Universidade Federal de Santa Catarina

Daniel Ferreira Coutinho, Ph.D
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus colegas de classe e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Ao Rafael, meu maior incentivador, pela paciência, amizade, carinho e compreensão.

Aos meus pais, José Carlos e Elisia, e meus irmãos: Dani, Victoria e Zeca. Agradeço especialmente minha mãe Elisia, que sempre tratou educação como prioridade, o que me trouxe até aqui.

Aos professores Mauro Augusto da Rosa e Diego Issicaba pela orientação neste trabalho, horas dispendidas e valiosas discussões.

Aos professores dos laboratórios LABPLAN e LABSPOT, que me acolheram em períodos distintos, oferecendo a estrutura necessária para o desenvolvimento da pesquisa. Igualmente agradeço aos talentosos colegas que conheci na pós graduação, pela amizade, apoio e suporte.

Aos queridos amigos, que mesmo a distância sempre estiveram na torcida: Daniella, Carla, Marciele, Thayane, Marina, Silvia, Jenni, Heitor.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro, e a todos que, de maneira direta ou indireta, contribuíram para realização deste trabalho, obrigada.

Escolha um trabalho que você ama, e não
terás que trabalhar mais nem um dia na
tua vida.

(Confúcio)

RESUMO

Cargas mais sensíveis a variações de tensão de curta duração demandam melhorias no serviço de entrega da eletricidade. A atual avaliação da adequação de sistemas de distribuição de energia considera apenas índices de confiabilidade baseados em interrupções, que não refletem a percepção completa do consumidor sobre qualidade do fornecimento de energia. Assim, este trabalho inclui a modelagem do curto-circuito na avaliação da confiabilidade, com a utilização de um processo de Markov contínuo para representação da natureza estocástica das faltas transitórias e o método Monte Carlo Sequencial para simulação computacional da confiabilidade do sistema de distribuição. No cálculo das correntes de curto-circuito o sistema é representado por todas as fases, retratando o sistema de distribuição naturalmente desbalanceado, incluindo faltas assimétricas. A abordagem desenvolvida é aplicada ao um sistema teste do IEEE de 34 nós e posteriormente a um sistema real. Os resultados das simulações mostraram que é possível estimar indicadores além da simples avaliação de uma interrupção, ampliando o escopo da avaliação da confiabilidade. A metodologia proposta pretende ser incluída no planejamento de sistemas de distribuição.

Palavras-chave: Confiabilidade. Sistema de Distribuição. Curto-circuito. Monte Carlo Sequencial.

ABSTRACT

More loads sensitive to short duration voltage variations require improvements in the electricity delivery service. The current evaluation of distribution systems adequacy only considers reliability indices based on interruptions, that do not reflect the entire customer perception about quality on electric energy supply. So, the present dissertation include short-circuit models on the reliability assessment, using a continuous Markov process to represent the stochastic nature of transient faults and a Sequential Monte Carlo method to assess reliability by computer simulation. In order to calculate short-circuit currents, all phases are considered, showing the naturally unbalanced distribution system, including asymmetrical faults. The developed approach is applied to an IEEE test system with 34 nodes and then to a real system. The simulation results show that it is possible to estimate indices beyond a simple evaluation of an interruption, expanding the scope of reliability assessment. The proposed methodology intends to be included in the planning of distribution systems.

Keywords: Reliability. Distribution System. Short Circuit. Sequential Monte Carlo.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Diagrama da hierarquia de disponibilidade, confiabilidade e qualidade de energia	34
Figura 2	Exemplo de afundamento de tensão.....	40
Figura 3	Exemplo de <i>swell</i>	41
Figura 4	Arco elétrico no isolador.....	47
Figura 5	Curvas típicas “tempo x corrente” de um religador 50 A	49
Figura 6	Sequência típica de operações de um religador automático	50
Figura 7	Curva de operação de um relé de sobrecorrente	51
Figura 8	Diagrama de espaço de estados de Markov	53
Figura 9	Diagrama de blocos da SMCS	57
Figura 10	Diagrama de correlação SARFI _x	63
Figura 11	Obtenção de Z_{sc}	66
Figura 12	Equivalente de Thévenin do curto-circuito monofásico-terra, na fase “a”	67
Figura 13	Equivalente de rede do curto-circuito bifásico	69
Figura 14	Diagrama de espaço de 3 estados de Markov	70
Figura 15	Gráfico das funções de distribuição de Weibull com $\alpha = 33, 12$ e $\theta = 1, 46$	78
Figura 16	Gráfico das funções de distribuição de Weibull com $\alpha = 21$ e $\theta = 1, 2$	79
Figura 17	Diagrama de blocos do algoritmo	85
Figura 18	Diagrama de classes do algoritmo.....	86
Figura 19	Sistema teste do IEEE 34 nós com proteção	89
Figura 20	Ocorrências de resistências de falta com $\alpha = 33, 12$	104
Figura 21	Ocorrências de resistências de falta com $\alpha = 21$	105
Figura 22	Alimentador real	106
Figura 23	Representação padrão de um componente série.....	129
Figura 24	Representação de um transformador genérico	131
Figura 25	Representação de transformador com as ligações.....	133
Figura 26	Representação da carga.....	135
Figura 27	UML da classe “Main”	139
Figura 28	UML da classe “Options”	139
Figura 30	UML da classe “MonteCarlo”	139

Figura 29 UML da classe “DataReader”	140
Figura 31 UML da classe “GridConfigurator”	141
Figura 33 UML da classe “ShortCircuitInitiate”	141
Figura 32 UML da classe “ShortCircuitSampler”	142
Figura 34 UML da classe “ShortCircuitCalc”	143
Figura 35 UML da classe “Indices”	144

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Variações de tensão RMS de curta duração	39
Tabela 2	Variações de tensão RMS de longa duração	41
Tabela 3	Causas e consequências de faltas em sistemas de distribuição de energia.....	46
Tabela 4	Constantes para ajuste de curva de proteção IEC	51
Tabela 5	Índices de confiabilidade e funções-teste para faltas permanentes.....	59
Tabela 6	Índices de confiabilidade e funções-teste para faltas permanentes - energia não suprida	60
Tabela 7	Índices de confiabilidade e funções-teste para faltas transitórias.....	60
Tabela 8	Índices de qualidade de energia e funções-teste.....	62
Tabela 9	Parâmetros para exemplo de aplicação de Markov	73
Tabela 10	Comparativo de resultados do exemplo de Markov.....	74
Tabela 11	Dados típicos para taxa de falha de linhas aéreas	75
Tabela 12	Probabilidade de ocorrência de curto-circuito	76
Tabela 13	Probabilidade de ocorrência do curto-circuito em trecho bifásico	77
Tabela 14	Dados típicos para tempo de reparo de linhas aéreas...	80
Tabela 15	Dados dos segmentos de linha	90
Tabela 16	Dados das configurações das linhas aéreas	91
Tabela 17	Dados dos transformadores	91
Tabela 18	Dados dos reguladores de tensão.....	92
Tabela 19	Dados das cargas distribuídas	93
Tabela 20	Dados das cargas pontuais.....	93
Tabela 21	Dados dos capacitores	94
Tabela 22	Dados considerados para taxa de falha do sistema teste	94
Tabela 23	Número de consumidores	96
Tabela 24	Tempo médio de restauração automática	97
Tabela 25	Comparativo de correntes de curto-circuito monofásico	98
Tabela 26	Comparativo de correntes de curto-circuito bifásico....	98
Tabela 27	Comparativo de correntes de curto-circuito trifásico....	99
Tabela 28	Validação dos índices de confiabilidade do algoritmo pro-	

posto de SMCS - caso “b”	100
Tabela 29 Proporção de faltas permanentes e transitórias.....	101
Tabela 30 Tipos de falta em trechos trifásicos	101
Tabela 31 Fases afetadas em faltas monofásicas-terra em trechos trifásicos	101
Tabela 32 Tipos de circuitos no sistema teste	102
Tabela 33 Fases afetadas em todas as faltas	102
Tabela 34 Índices de confiabilidade do sistema teste.....	103
Tabela 35 Tempos das simulações do sistema teste	105
Tabela 36 Taxas de falha do sistema real - valores típicos.....	107
Tabela 37 Taxas de falha do sistema real - alimentador urbano ...	108
Tabela 38 Dados das cargas equilibradas do sistema real	108
Tabela 39 Dados das cargas desequilibradas do sistema real	110
Tabela 40 Dado do transformador - sistema real.....	111
Tabela 41 Cenários de simulação - 1 ao 8.....	112
Tabela 42 Cenários de simulação - 9 ao 16	112
Tabela 43 Resultados dos índices de confiabilidade - casos 1 e 2 ..	113
Tabela 44 Resultados dos índices de confiabilidade - casos 3 e 4 ..	113
Tabela 45 Resultados dos índices de confiabilidade - casos 5 e 6 ..	114
Tabela 46 Resultados dos índices de confiabilidade - casos 7 e 8 ..	114
Tabela 47 Resultados dos índices de confiabilidade - casos 9 e 10 .	115
Tabela 48 Resultados dos índices de confiabilidade - casos 11 e 12	115
Tabela 49 Resultados dos índices de confiabilidade - casos 13 e 14	116
Tabela 50 Resultados dos índices de confiabilidade - casos 15 e 16	116
Tabela 51 Exemplo de curto-circuito monofásico no nó 99	118
Tabela 52 Resumo dos tempos das simulações do sistema real	119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SED	Sistema Elétrico de Distribuição
SMC	Simulação de Monte Carlo
GD	Geração Distribuída
LOLF	<i>Loss Of Load Frequency</i>
LOLD	<i>Loss Of Load Duration</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
CAIFI	<i>Customer Average Interruption Frequency Index</i>
CTAIDI	<i>Customer Total Average Interruption Duration Index</i>
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
ASAI	<i>Average Service Availability Index</i>
ENS	<i>Energy Not Supplied</i>
AENS	<i>Average Energy Not Supplied</i>
MAIFI	<i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i>
MAIFI _e	<i>Momentary Average Interruption Event Frequency Index</i>
SARFI	<i>System Average RMS Variation Frequency Index</i>
SIARFI	<i>System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index</i>
SMARFI	<i>System Momentary Average RMS Variation Frequency Index</i>
STARFI	<i>System Temporary Average RMS Variation Frequency Index</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
SMCS	Simulação de Monte Carlo Sequencial
TTR	<i>Time To Repair</i>
UML	<i>Unified Modeling Language</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
CCC	Capacidade de Curto-Circuito

LISTA DE SÍMBOLOS

Ω	Unidade de resistência elétrica
λ	Taxa de falha
μ	Taxa de reparo
β	Coefficiente de variação
$\mathbf{Y}_{\text{barra}}$	Matriz de admitância nodal
\mathbf{Z}_{sc}	Matriz de impedância de curto-circuito
\mathbf{Y}_{prim}	Matriz de admitância primitiva
\mathbf{V}_{oc}	Matriz de tensão de circuito aberto (<i>open circuit voltage</i>)
\mathbf{I}_{sc}	Vetor de corrente de falta trifásica
I_f	Corrente de falta
α	Parâmetro de escala da distribuição de Weibull
θ	Parâmetro de forma da distribuição de Weibull

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	27
1.1 OBJETIVOS	28
1.1.1 Objetivos gerais	28
1.1.2 Objetivos específicos	28
1.2 METODOLOGIA	29
1.3 ESTADO DA ARTE E CONTRIBUIÇÃO	29
1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO	31
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
2.1 OBSERVAÇÃO DA CONFIABILIDADE	33
2.1.1 Identificação e coleta de informações da rede ..	34
2.1.2 Índices de confiabilidade	35
2.1.3 Distorções de tensão	38
2.1.4 Observação da qualidade de energia através de indicadores	42
2.2 ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO	43
2.2.1 Causas e consequências	44
2.2.2 Proteção de alimentadores	49
2.3 SIMULAÇÃO DA CONFIABILIDADE	51
2.3.1 Adequação e segurança	51
2.3.2 Processo de Markov contínuo	52
2.3.3 Simulação de Monte Carlo	54
2.3.4 Simulação de Monte Carlo Sequencial	55
2.3.5 Índices de confiabilidade e funções-teste	56
2.3.6 Índices de qualidade de energia e funções-teste	61
2.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	63
3 PROPOSTA DE MODELAGEM MATEMÁTICA....	65
3.1 REPRESENTAÇÃO NODAL DA REDE ELÉTRICA	65
3.1.1 Matrizes de admitância primitiva	65
3.1.2 Matriz de admitância nodal	66

3.1.3	Matriz impedância de curto-circuito	66
3.2	ANÁLISE DO CURTO-CIRCUITO	67
3.2.1	Curto-circuito monofásico-terra	67
3.2.2	Curto-circuito trifásico	67
3.2.3	Curto-circuito bifásico	68
3.2.4	Análise das tensões durante um curto-circuito	68
3.3	PROCESSO DE MARKOV CONTÍNUO PARA TRÊS ESTADOS	69
3.4	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	74
4	PROPOSTA DE MODELAGEM COMPUTACIONAL	75
4.1	AMOSTRAGEM DE EVENTOS	75
4.1.1	Natureza da falta	75
4.1.2	Tipos de faltas	76
4.1.3	Fases comprometidas	77
4.1.4	Resistência de falta	77
4.1.5	Tempo em falha	79
4.1.5.1	Faltas permanentes	79
4.1.5.2	Faltas transitórias	80
4.1.6	Duração das faltas	81
4.1.6.1	Faltas permanentes	81
4.1.6.2	Faltas transitórias	81
4.2	SIMULAÇÃO DE FALTAS	81
4.3	ALGORITMO PROPOSTO	83
4.4	IMPLEMENTAÇÃO	84
4.5	CONCATENAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO NA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE	86
4.6	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	87
5	SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS	89
5.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE	89
5.2	VALIDAÇÃO DO CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO ...	95
5.3	VALIDAÇÃO DO CÁLCULO DE CONFIABILIDADE ...	99
5.4	RESULTADOS E ANÁLISES	100

5.4.1	Sistema teste IEEE 34 nós	100
5.4.2	Alimentador real	106
5.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	119
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	121
6.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	121
	REFERÊNCIAS	123
	APÊNDICE A – Construção das matrizes de ad- mitância primitivas	129
	APÊNDICE B – Diagramas de classes UML	139

1 INTRODUÇÃO

A inclusão de novas tecnologias de automação e telecomunicações nos Sistemas Elétricos de Distribuição (SED), originada pela crescente aplicação das redes inteligentes (*smart grids*), torna possível a análise de informações que até então não estavam disponíveis. Esta mudança permite a melhoria dos serviços de eletricidade, beneficiando os consumidores e as empresas distribuidoras de energia elétrica.

Por muitas décadas, grande parte dos investimentos e esforço tecnológico concentraram-se na geração e transmissão de energia elétrica. Recentemente, maior atenção tem sido disponibilizada ao setor de distribuição de energia, principalmente no que tange a confiabilidade do atendimento. De fato, verifica-se que cerca de 90% das indisponibilidades de serviço são ocasionadas por falhas na distribuição de energia (BROWN, 2009). Ademais, nas últimas décadas, o perfil de consumo e as características das cargas sofreram grandes mudanças. Segundo Brown (2009), no início dos anos 80 uma interrupção de energia de dez segundos tinha um impacto mínimo na percepção da maioria dos consumidores. Em contrapartida, atualmente qualquer interrupção de alguns ciclos pode incorrer em prejuízos. As cargas são cada vez mais sensíveis e as indústrias altamente automatizadas, redefinindo cada vez mais a qualidade de serviço aceitável para um consumidor.

Dentre as formas mais primárias de identificação de condições inadequadas à operação das redes de distribuição, destaca-se a identificação de curto-circuito na rede. Durante o mesmo, altas correntes se propagam pelos circuitos envolvidos, podendo causar diversos inconvenientes, como indisponibilidade, danos nos equipamentos, perigo de fogo e acidentes com pessoas. Os sistemas de proteção têm por finalidade impedir a propagação do curto-circuito, e para isso causam desligamento de consumidores. Para minimizar o número e impacto dos desligamentos, são posicionados religadores automáticos nas intersecções de circuitos nos trechos de redes principais, fusíveis nos ramais laterais, chaves de manobra, entre outros.

Neste contexto, observa-se que a avaliação de confiabilidade de sistemas de distribuição, quando baseada unicamente em indicadores de interrupção, não reflete totalmente a satisfação do consumidor. Neste sentido, o presente trabalho visa incluir o cálculo de curto-circuito na avaliação da adequação de sistemas de distribuição de energia, utilizando métodos probabilísticos para a representação da falta e simulação computacional.

1.1 OBJETIVOS

A avaliação de confiabilidade através da Simulação Monte Carlo (SMC) é conhecida pela sua versatilidade na incorporação de ferramentas clássicas de análise dos sistemas de energia. Em geral, para avaliar a performance dos estados amostrados durante o estágio de seleção do método da SMC, utilizam-se algoritmos clássicos como fluxo de potência, fluxo de potência ótimo, configurador de redes, entre outros. Particularmente para os sistemas de distribuição de energia, são empregados configuradores de rede, fluxo de potência por soma de correntes ou soma das potências, e mecanismos para a estimação de índices de performance dos sistemas elétricos.

Neste contexto, o objetivo do trabalho é pesquisar a melhor forma de integrar a avaliação de curto-circuito, em modelos de estimação de indicadores de confiabilidade de redes de distribuição, no algoritmo de simulação de Monte Carlo Sequencial.

1.1.1 Objetivos gerais

Nas abordagens descritas no passado por Billinton e Allan (1984), os conceitos de adequação e segurança do sistema são tratados independentemente, e, passados 20 anos, por exemplo em Silva et al. (2005), ainda se utiliza a mesma abordagem para explorar o tema. Diferentemente disso, a modelagem proposta tem o objetivo geral de aproximar os conceitos de adequação e segurança, ressaltando que a avaliação da performance do sistema deva incorporar as consequências advindas do curto-circuito.

1.1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos são descritos a seguir:

- Desenvolver uma ferramenta para cálculo de curto-circuito com a representação de todas as fases, retratando o sistema de distribuição naturalmente desbalanceado, incluindo faltas assimétricas;
- Modelar a natureza estocástica das faltas transitórias;
- Buscar dados de referências para compor a amostragem de eventos típicos de sistemas de distribuição, como resistência de falta e taxas de falha e reparo;

- Inclusão da análise de curto-circuito na avaliação da adequação do sistema de distribuição de energia;
- Modelar alguns efeitos de distorção de onda de tensão para uma análise de confiabilidade que inclua eventos de curta duração mesmo que não haja interrupção;
- Aplicar a modelagem proposta em um sistema real.

1.2 METODOLOGIA

A primeira parte da pesquisa é fundamentada em uma revisão bibliográfica, com levantamento do estado da arte de métodos de avaliação da adequação para os sistemas de distribuição de energia elétrica existentes. O problema é formulado com a implementação de um algoritmo com base em SMC, empregando-se ferramentas de apoio como configurador de redes e modelagem da matriz de admitância nodal trifásica, e a inserção da representação do curto-circuito e de esquemas de proteção.

Em seguida, a abordagem desenvolvida é aplicada a um sistema teste de 34 nós (IEEE, 2010), com o objetivo de validar o algoritmo implementado, permitindo-se assim a realização de ajustes para melhorar sua robustez e eficácia, para posteriormente aplicar a sistemas reais.

Os resultados gerados pelas simulações computacionais são analisados com foco na avaliação de indicadores de confiabilidade estimados. A abordagem desenvolvida é a fundamentação para realizar esta dissertação de mestrado.

1.3 ESTADO DA ARTE E CONTRIBUIÇÃO

A ocorrência de falha em equipamentos e em sistemas tem um impacto no custo da eletricidade e está intimamente ligada ao grau de satisfação do consumidor. As causas são aleatórias, logo fora de controle do operador, porém investimentos podem ser realizados para melhorar a confiabilidade.

No artigo escrito por Brown et al. (1997), foram apresentadas técnicas para avaliar o impacto que a interrupção momentânea e tempestades tem na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição. Brooks et al. (1998) desenvolveram os primeiros índices para avaliar a qualidade do serviço entregue ao consumidor em termos de tensão, in-

introduzindo o índice $SARFI_x$. No artigo, os autores inserem o problema de cargas sensíveis a pequenas perturbações na fonte de energia, como computadores, destacando que contabilizar somente interrupções não reflete de fato a satisfação do consumidor.

Para capturar em módulo os afundamentos de tensão, foram realizadas algumas tentativas de mensurar a probabilidade de curto-circuito. El-Kady (1983) elaborou um desenvolvimento analítico da probabilidade de curto-circuito em um dado sistema, no entanto utilizou-se de várias hipóteses simplificadoras devido à limitação computacional da década de 80. Outro artigo foi publicado em seguida (BALOUKTSIS; TSANAKAS; VACHTSEVANOS, 1986), propondo um método baseado em El-Kady (1983), que melhorou o tempo de processamento e permitiu analisar sistemas maiores, porém apenas curto-circuitos trifásicos (balanceados) são candidatos à técnica. Por fim, El-Kady (1983) concluiu que o cálculo de curto-circuito probabilístico por meio da SMCS não poderia ser realizada na época para aplicação em sistemas reais, devido a requerimentos excessivos em memória computacional e dificuldades na modelagem probabilística do curto-circuito.

Os afundamentos de tensão originados por faltas no sistema elétrico também foram examinados por Heine e Lehtonen (2003). No artigo foi avaliada a propagação de afundamentos de tensão de níveis de tensão superiores para inferiores, e foi modelada uma função de distribuição cumulativa para os afundamentos de tensão experimentados pelos consumidores finais.

Recentemente os avanços tecnológicos permitiram que alguns pesquisadores propusessem aperfeiçoamentos na abordagem do tema. Como exemplos, Bordalo, Rodrigues e Silva (2006) expuseram uma nova técnica probabilística do curto-circuito para gerar o $SARFI_x$. No artigo é apresentada a probabilidade da ocorrência de cada tipo de curto-circuito em um alimentador na Região Nordeste do Brasil. Nesse estudo, considerou-se a independência temporal dos eventos de curto-circuito, logo utilizou-se a SMC não-sequencial, e a resistência de falta foi fixada em 1Ω . Em Bracale et al. (2012), outro método é estabelecido para avaliação da probabilidade de curto-circuito com a presença de geração distribuída (GD), porém aplicável somente a casos de falta trifásica. Meneses, Echeverri e Mantovani (2013) apresentaram um algoritmo probabilístico de curto-circuito considerando faltas não simétricas, com GD, para análise do fluxo de potência em redes de distribuição.

Santos e Barros (2015) realizaram um estudo sobre modelagem estocástica de faltas no sistema elétrico, com uma importante contri-

buição no tema da resistência de falta. Com dados coletados de sistemas reais de 138 kV e 220 kV, concluíram que a distribuição de Weibull reflete satisfatoriamente a probabilidade da resistência de falta.

Issicaba, Lopes e Rosa (2012) realizaram uma avaliação da adequação e segurança de um sistema de distribuição, focando a estabilidade de tensão e frequência com simulação dinâmica para verificar a viabilidade de ilhamento de GD. Os autores propuseram uma abordagem alternativa para a avaliação da adequação, considerando a forma de onda da tensão. Se a forma de onda for inexistente, logo caracteriza-se uma interrupção de serviço. Leal (2014) elaborou um estudo aplicado, no qual foram feitas considerações sobre a inclusão do curto-circuito para estudo da adequação de uma rede de distribuição.

Assim, nesta dissertação contribui-se para o problema analisando:

- A inclusão de faltas temporárias na avaliação da confiabilidade, contabilizando não somente interrupções de curta duração, mas também violações de tensão a determinados níveis;
- A modelagem da natureza estocástica das faltas em sistemas de distribuição, considerando importantes aspectos, tais como tipos de falta, fases afetadas, duração e resistência de falta;
- A satisfação do consumidor quantificada em índices de qualidade de energia.

1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O trabalho está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 1: introdução ao tema, com uma visão geral do assunto e objetivos;
- Capítulo 2: é apresentada uma revisão da literatura disponível sobre as ferramentas e métodos a serem empregados no trabalho, tais como conceitos de confiabilidade em sistemas de distribuição, estudos e causas de curto-circuito, SMC e modelos markovianos;
- Capítulo 3: são expostas as ferramentas matemáticas de relevância ao trabalho, como a formação da matriz admitância nodal trifásica, método para obtenção das correntes de curto-circuito e tensão durante a falta, e a análise dos diferentes tipos de falta;

- Capítulo 4: são propostos um modelo de Markov aderente ao problema apresentado e uma amostragem de eventos específica para cada variável. Apresenta-se ainda o algoritmo elaborado com a inclusão da simulação de faltas, e uma descrição completa da implementação computacional ilustrada por diagramas de classe;
- Capítulo 5: o sistema teste do IEEE de 34 nós é inteiramente descrito. É realizada uma comparação de resultados de correntes de falta para este sistema entre o algoritmo elaborado e o simulador OpenDSS, com a finalidade de validar o algoritmo proposto. Para validar os resultados da análise de confiabilidade, o sistema teste RBTS-BUS2-F1 é aplicado no algoritmo proposto e os resultados são comparados com àqueles expostos no artigo de Allan et al. (1991). Logo após, os resultados de índices de confiabilidade e de qualidade de energia do sistema teste do IEEE de 34 nós são expostos e analisados através de métodos estatísticos. Ainda é simulada uma rede real, e da mesma forma os resultados são analisados;
- Capítulo 6: são descritas as considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Atualmente a confiabilidade dos sistemas de distribuição é avaliada sob duas perspectivas: observação de performance passada e previsão da performance futura, usando técnicas probabilísticas. De acordo com Bordalo, Rodrigues e Silva (2006), a análise de eventos passados tem grande importância, porém frente a alterações na rede, como instalação de um novo dispositivo ou mudança operacional, os dados coletados já não representam mais a performance do sistema atual do ponto de vista da confiabilidade.

Para as previsões futuras são usadas técnicas analíticas e de simulação. A técnica analítica se utiliza de ferramentas e modelos matemáticos para buscar uma solução direta para a estimação de índices de confiabilidade. A simulação, por outro lado, permite introduzir características complexas que não podem ser modeladas pela abordagem analítica (BORDALO; RODRIGUES; SILVA, 2006). Assim, a confiabilidade baseada em observação passada será descrita na seção 2.1, estudos de faltas são apresentados na seção 2.2, e mecanismos de simulação para estimação de indicadores de confiabilidade serão apresentados na seção 2.3.

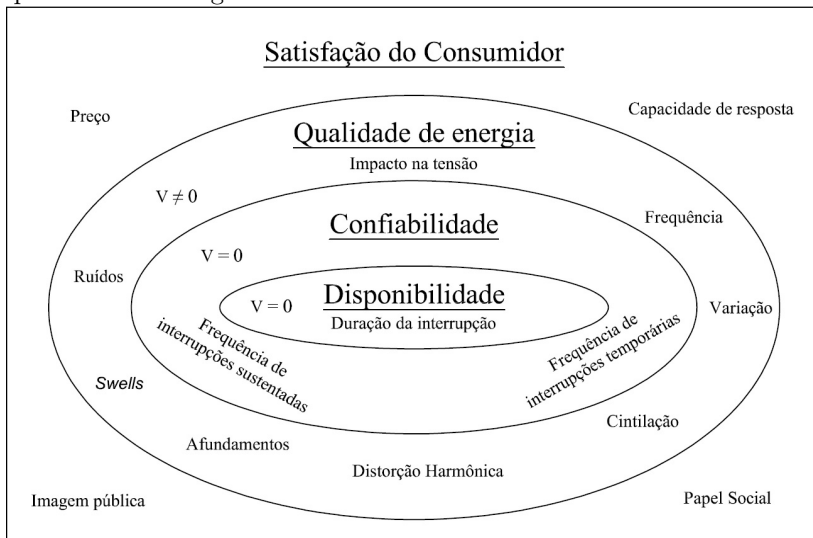
2.1 OBSERVAÇÃO DA CONFIABILIDADE

Confiabilidade é definida como a probabilidade de um dado componente/equipamento funcionar satisfatoriamente, dadas condições específicas, durante certo tempo (PABLA, 2005). A engenharia da confiabilidade se concentra em coletar informações de saída de operação de equipamentos e avaliar a configuração de sistemas de energia, de forma a melhorar o desempenho dos mesmos.

A figura 1 fornece uma visão hierárquica entre termos usuais utilizados para descrever a percepção do consumidor frente a qualidade do produto energia e serviço de entrega de energia. A disponibilidade e a confiabilidade são subconjuntos que têm em comum a ausência de tensão, e avaliam eventos de interrupção de energia. A qualidade de energia, por outro lado, avalia fenômenos de tensão, quando esta é diferente de zero. No topo da hierarquia se encontra a satisfação do consumidor, que de fato sofre prejuízo frente a qualquer acontecimento de seus subconjuntos.

Ainda de acordo com o diagrama da figura 1, as interrupções

Figura 1 – Diagrama da hierarquia de disponibilidade, confiabilidade e qualidade de energia



Fonte: adaptado de Brown (2009) e Willis (2004)

no fornecimento pertencem ao subconjunto confiabilidade dentro de qualidade de energia, já que implicam que a tensão tem amplitude zero. De todo modo, o limite entre confiabilidade e qualidade de energia não é bem definido. Interrupções sustentadas são classificadas como uma questão de confiabilidade, por outro lado interrupções temporárias geralmente são tratadas como um problema de qualidade de energia (BROWN, 2009).

Concessionárias de energia utilizam índices para avaliar a performance de seus alimentadores. Reportam os mesmos para órgãos governamentais e agências reguladoras, e por vezes o mau desempenho implica em multas. É necessário conhecer as causas de interrupções e tipos de defeitos possíveis para melhorar os indicadores.

2.1.1 Identificação e coleta de informações da rede

Praticamente todas as distribuidoras de energia mantêm alguma forma de banco de dados informatizado e sistema de relatórios de inter-

rupções, com finalidade de registro de dados fundamentais sobre falhas de componentes e interrupções dos consumidores (CHOWDHURY; KOVAL, 2000).

De acordo com Tronchoni et al. (2010), usualmente nas concessionárias de energia o eletricista é o responsável pela coleta de informações em campo sobre causas de interrupções não programadas. Chowdhury e Koval (2000) citam alguns exemplos de como as faltas podem ser classificadas em um primeiro momento: falha de equipamento, árvores, descargas atmosféricas, erro humano, entre outros. No entanto, frequentemente não há evidências que auxiliem a identificação do fato que originou o desligamento, então o mesmo será atribuído a causas desconhecidas, ou a uma generalização, como o curto-circuito temporário (TRONCHONI et al., 2010).

Posteriormente, outro operador alimentará o sistema informatizado com as causas observadas, compondo o banco de dados para futuras análises. Por vezes este procedimento apresenta erros no preenchimento, de interpretação de grafia, e até na tarefa de digitar. Relatórios serão gerados a partir das informações e servem basicamente três objetivos: informes de operação, planejamento e manutenção. Muitas vezes as informações apresentarão inconsistências, dados incompletos e conflitantes, prejudicando a precisão e veracidade do histórico passado (TRONCHONI et al., 2010).

2.1.2 Índices de confiabilidade

De acordo com Billinton e Allan (1992), índices de confiabilidade absolutos são os valores que se podem esperar de um sistema, uma vez que eles são baseados em históricos reais. No entanto, estes índices são extremamente difíceis, se não impossíveis, de se prever com um grau elevado de confiança. A razão é que o passado contempla somente algumas amostras de eventos, e não todo o espaço amostral. O desempenho futuro contém incertezas, associadas a dados numéricos e imprevisão de requerimentos do sistema.

A frequência e a duração são dois aspectos importantes em estudos de confiabilidade. Segundo a norma IEEE Std 1159 (IEEE 1159, 2009), as interrupções são definidas como a ausência de tensão. Assim, a frequência se refere ao número de vezes que um serviço é interrompido durante um período de tempo, e a duração se refere a quanto tempo o serviço fica interrompido (WILLIS, 2004).

Os índices LOLF (*Loss Of Load Frequency*) e LOLD (*Loss Of*

Load Duration), amplamente utilizados para avaliações de confiabilidade de sistemas de geração e transmissão, refletem a frequência e duração da quantidade de carga não suprida (BILLINTON; ALLAN, 1984). De forma análoga, para avaliar sistemas de distribuição existem o SAIFI e o SAIDI (BROWN, 2009). Contudo, estes últimos refletem interrupções sob a ótica do consumidor, e não mais a perda de grandes blocos de energia em um complexo sistema de alta tensão. A definição dos índices pode ser expressa como segue:

SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*).

Demonstra a frequência das interrupções sustentadas durante um período de tempo, geralmente um ano.

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum \text{N}^\circ \text{ total de interrupções consumidoras}}{\text{N}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \frac{\text{oc.}}{\text{ano}} \quad (2.1)$$

SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*).

Esse índice mede quantas horas de interrupção em média um consumidor irá experimentar ao longo de um ano.

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum \text{duração das interrupções consumidoras}}{\text{N}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \frac{\text{horas}}{\text{ano}} \quad (2.2)$$

Há ainda diversos outros índices recorrentes na avaliação da confiabilidade, sendo que os pertinentes ao trabalho seguem abaixo. A letra inicial *S*, de *system*, significa que o índice é baseado no sistema como um todo, na perspectiva do consumidor. A letra inicial *C*, de *customer*, significa que o índice contabiliza apenas consumidores que de fato sofreram ao menos uma interrupção (WILLIS, 2004).

CAIFI (*Customer Average Interruption Frequency Index*). Este índice dá a frequência média de interrupções sustentadas para aqueles consumidores que experimentaram ao menos uma interrupção.

$$\text{CAIFI} = \frac{\sum \text{N}^\circ \text{ total de interrupções consumidoras}}{\text{N}^\circ \text{ de consumidores com 1 interrupção ou mais}} \frac{\text{oc.}}{\text{ano}} \quad (2.3)$$

CTAIDI (*Customer Total Average Interruption Duration Index*). É o tempo médio de duração da saída de serviço sentida por um consumidor que experimentou ao menos uma interrupção.

$$\text{CTAIDI} = \frac{\sum \text{duração das interrupções consumidoras}}{\text{Nº de consumidores com 1 interrupção ou mais}} \frac{\text{horas}}{\text{ano}} \quad (2.4)$$

CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*). Representa o tempo médio requerido para restaurar o serviço. Nota-se que $\text{CAIDI} = \text{SAIDI}/\text{SAIFI}$.

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum \text{duração das interrupções consumidoras}}{\sum \text{Nº total de interrupções consumidoras}} \frac{\text{horas}}{\text{oc.}} \quad (2.5)$$

ASAI (*Average Service Availability Index*). Representa a fração de tempo que um consumidor teve disponível o serviço de energia, apresentado em porcentagem.

$$\text{ASAI} = \frac{\text{Disponibilidade de serviço por horas-consumidor}}{\text{Demanda de serviço em horas-consumidor}} [\%] \quad (2.6)$$

Os índices relacionados ao ponto de vista de energia não suprida são ENS e AENS.

ENS (*Energy Not Supplied*). Este índice mede a energia total não suprida pelo sistema ao longo de um ano.

$$\text{ENS} = \text{Energia não suprida pelo sistema} \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \quad (2.7)$$

AENS (*Average Energy Not Supplied*). Este índice mede a energia não suprida pelo sistema para um consumidor médio ao longo de um ano.

$$\text{AENS} = \frac{\text{Energia não suprida pelo sistema}}{\text{Nº total de consumidores atendidos}} \frac{\text{MWh}}{\text{consumidor.ano}} \quad (2.8)$$

Todos os índices expostos anteriormente são aplicáveis apenas para interrupções sustentadas. Há dois índices relevantes para interrupções de curta duração: o MAIFI e o MAIFI_e . No entanto, há uma carência de histórico de dados que indique com precisão o comportamento de eventos transitórios. O que existe é um consenso geral da proporção de eventos de curta e longa duração que será aprofundada na seção 4.1.

MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*). Este índice representa a frequência média de interrupções de curta duração. Se um religador atuar três vezes seguidas, são contabilizadas três interrupções no MAIFI.

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum \text{N}^\circ \text{ total de interrupções momentâneas consumidoras}}{\text{N}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \frac{\text{oc.}}{\text{ano}} \quad (2.9)$$

MAIFI_e (*Momentary Average Interruption Event Frequency Index*). Este índice representa a frequência média de eventos de interrupções de curta duração. Exemplificando, a atuação três vezes seguidas do religador caracteriza um evento.

$$\text{MAIFI}_e = \frac{\sum \text{N}^\circ \text{ total de eventos momentâneos consumidoras}}{\text{N}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \frac{\text{oc.}}{\text{ano}} \quad (2.10)$$

O MAIFI tem sido bem aceito nas distribuidoras de energia, pois pode ser interpretado como o número de operações do religador automático. Para um consumidor comum, entretanto, o MAIFI_e faz mais sentido, uma vez que várias interrupções espaçadas em dias tem mais impacto do que um único evento com o mesmo número de interrupções (BROWN, 2009).

2.1.3 Distorções de tensão

Na perspectiva de um consumidor comum, as distorções de tensão podem impactar tanto quanto interrupções de energia. Existem diferentes categorias de variações de qualidade de energia, e neste trabalho serão abordados especificamente duas: as variações RMS de tensão de

curta e as de longa duração.

Segundo a literatura, as variações de curta duração podem ser decompostas em instantâneas, momentâneas e temporárias, e os limites estão definidos na tabela 1, retirada da norma IEEE Std 1159 (IEEE 1159, 2009). As variações de tensão com tempo menor que um minuto usualmente têm como origem condições de falta (quando há presença de um curto-circuito), inserção de cargas com corrente de partida alta, ou problema nos condutores. As consequências podem ser afundamentos de tensão, *swells*, ou interrupção, e independente da localização do evento, os efeitos se alastram por grande parte do alimentador.

Tabela 1 – Variações de tensão RMS de curta duração

Categorias	Duração (c, m ou s)	Magnitude de tensão (pu)
Instantâneo		
Afundamento	0,5 c - 30 c	0,1 - 0,9
<i>Swell</i>	0,5 c - 30 c	1,1 - 1,8
Momentâneo		
Interrupção	0,5 c - 3 s	< 0,1
Afundamento	30 c - 3 s	0,1 - 0,9
<i>Swell</i>	30 c - 3 s	1,1 - 1,4
Temporário		
Interrupção	> 3 s - 1 m	< 0,1
Afundamento	> 3 s - 1 m	0,1 - 0,9
<i>Swell</i>	> 3 s - 1 m	1,1 - 1,2

c = ciclos, s = segundos e m = minutos

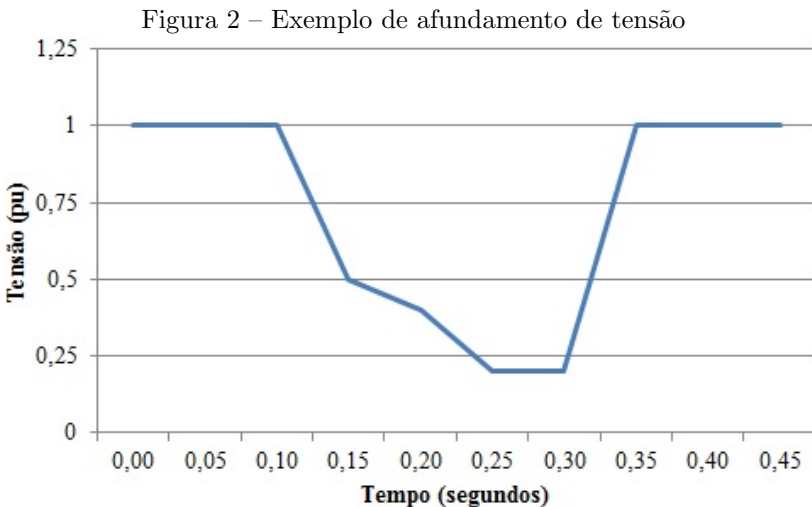
Fonte: adaptado de IEEE Std 1159 (IEEE 1159, 2009)

De acordo com a norma IEEE Std 1159 (IEEE 1159, 2009), interrupções transitórias ocorrem quando a tensão cai para 10% da tensão nominal por no máximo um minuto, e são medidas pela duração, uma vez que a magnitude sempre será abaixo de 0,1pu.

Durante o tempo sob falta, alguns consumidores experimentarão um afundamento de tensão, também conhecido como *sag*, e outros podem sentir um *swell*, seguido imediatamente por uma interrupção. A duração do curto-circuito é determinada pelo ajuste da proteção do alimentador e pela causa do evento particular que ocasionará a saída de serviço. Quando há um religador automático no circuito, a proteção instantânea geralmente irá limitar a duração da falta em até 30 ci-

clos, no entanto esse tempo é considerado irregular devido às curvas de proteção, mau funcionamento de equipamentos ou conexões perdidas (IEEE 1159, 2009).

O afundamento de tensão é caracterizado pelo decréscimo de 0,9 a 0,1 vezes da tensão nominal, por um tempo que pode variar de meio ciclo a um minuto. Além das consequências já citadas, segundo Liu et al. (1998) uma falta também pode causar afundamento de tensão nos alimentadores adjacentes que compartilhem o mesmo transformador na subestação, podendo atingir um número grande de consumidores. Um exemplo de *sag* é apresentado na figura 2.

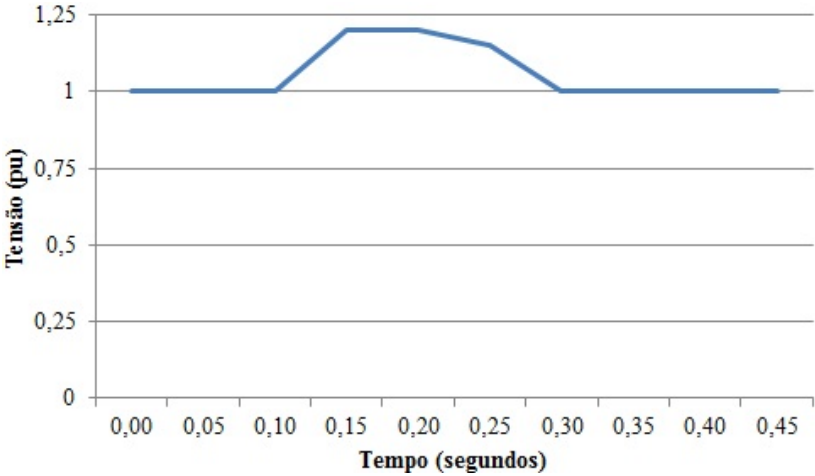


Fonte: adaptado de IEEE Std 1159 (IEEE 1159, 2009)

Um *swell* é uma elevação da tensão em 10% ou mais, sendo que os valores típicos ficam entre 10% e 20% acima da tensão nominal (ver figura 3). Assim, como os afundamentos, os *swells* também estão relacionados com faltas no sistema, porém possuem incidência menor. A principal causa de *swells* são os curto-circuitos monofásico-terra, quando as fases não atingidas sofrem um incremento de tensão devido ao desequilíbrio da rede (IEEE 1159, 2009).

São chamadas variações de longa duração as que persistem por mais de um minuto. Pode-se dizer que não são consequência de curto-circuito, mas sim de mudanças na carga, manobras na rede, entrada e saída de capacitores, rompimento de cabos, entre outros. Os termos

Figura 3 – Exemplo de *swell*



Fonte: adaptado de IEEE Std 1159 (IEEE 1159, 2009)

adequados e seus limites são expostos na tabela 2.

Tabela 2 – Variações de tensão RMS de longa duração

Categorias	Duração (minuto)	Magnitude de tensão (pu)
Interrupção sustentada	> 1	0,0
Subtensão	> 1	0,8 - 0,9
Sobretensão	> 1	1,1 - 1,2

Fonte: adaptado de IEEE Std 1159 (IEEE 1159, 2009)

Outros fenômenos de distorção da forma de onda da tensão podem ser citados, como harmônicas, flutuações de tensão, ruído e frequências anormais, os quais são objetos de estudo da qualidade de energia.

Os fenômenos descritos nesta seção não são observados facilmente. Como mencionado, o consumidor percebe a sua existência através da sua consequência na qualidade do fornecimento. Atualmente, as concessionárias não registram esse tipo de evento em função da falta de infraestrutura de medição específica.

2.1.4 Observação da qualidade de energia através de indicadores

Muitas cargas não "sentem" a diferença entre um afundamento de tensão e uma interrupção de curta duração, por isso índices de confiabilidade baseados em interrupção não têm capacidade de reproduzir este problema (BROWN, 2009). O indicador relacionado efetivamente à qualidade de energia é o SARFI_x.

SARFI_x (*System Average RMS Variation Frequency Index voltage*). Representa o número médio de variações de tensão RMS sofridas pelo consumidor. Pode ser usado tanto para afundamentos de tensão quanto para *swells*, bastando atribuir um valor de referência ao x .

$$\text{SARFI}_x = \frac{\sum \text{Afundamentos de } x\% \text{ de tensão em consumidor}}{\text{N}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad \frac{\text{oc.}}{\text{ano}} \quad (2.11)$$

O SARFI_x permite avaliar vários níveis de perturbação, então, por exemplo, para um grupo de consumidores que aceitam até 0,8 pu de afundamento de tensão, o índice SARFI₈₀ será útil. Nota-se ainda que o SARFI_x é similar ao SAIFI, amplamente utilizado por concessionárias, e exposto na equação (2.1). Entretanto o SARFI_x observa mais do que apenas interrupções sustentadas.

Brooks et al. (1998) sugerem decompor o SARFI_x em três índices com objetivo de capturar a duração, uma vez que a severidade do evento também é fortemente relacionada com o tempo de exposição das linhas e equipamentos. São eles:

SIARFI_x (*System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index voltage*). Representa o número médio de variações de tensão RMS sofridas pelo consumidor, com uma magnitude x e duração de 0,5 a 30 ciclos.

$$\text{SIARFI}_x = \frac{\sum \text{Afundamentos de tensão } x\% \text{ consumidoras}}{\text{N}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad \frac{\text{oc.}}{\text{ano}} \quad (2.12)$$

SMARFI_x (*System Momentary Average RMS Variation*

Frequency Index voltage). Representa o número médio de variações de tensão RMS sofridas pelo consumidor, com uma amplitude de $x\%$ e duração de 30 ciclos a 3 segundos, e 0,5 ciclos a 3 segundos para interrupções (ver tabela 1).

$$\text{SMARFI}_x = \frac{\sum \text{Afundamentos de tensão } x\% \text{ consumidoras}}{\text{N}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \frac{\text{oc.}}{\text{ano}} \quad (2.13)$$

STARFI_x (System Temporary Average RMS Variation Frequency Index voltage). É definido para variações RMS de tensão temporárias, com amplitude x e duração de 3 segundos a 1 minuto.

$$\text{STARFI}_x = \frac{\sum \text{Afundamentos de tensão } x\% \text{ consumidoras}}{\text{N}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \frac{\text{oc.}}{\text{ano}} \quad (2.14)$$

O SIARFI, o SMARFI e o STARFI são complementares, ou seja, uma falta de curta duração só pode ser adicionada a um dos três índices. Logo, a soma dos mesmos deve ser igual ao SARFI. O SARFI₁₀ pode ser comparado ao MAIFI, já que a definição de interrupção temporária é tensão menor que 0,1 pu (IEEE 1159, 2009).

Conforme mencionado anteriormente, destaca-se a necessidade de infraestrutura de medição para obter informações sobre a forma de onda de tensão em vários pontos da rede, assim como é realizado em sistemas de transmissão. Existe uma barreira na captação das variações RMS de tensão que impede a manutenção de um histórico destes eventos. Atualmente, pode-se dizer que o obstáculo tecnológico foi superado, porém financeiramente ainda não é totalmente viável. Acredita-se que o novo ambiente de redes inteligentes (*smart grids*) favorecerá a pesquisa e o desenvolvimento de projetos voltados à confiabilidade em sistemas de distribuição de energia.

Assim, na maioria dos casos só é possível acessar o SARFI_x e suas variações em ambiente de simulação, utilizando técnicas probabilísticas e estudos de curto-circuito, objetos de estudo do presente trabalho.

2.2 ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO

Quando ocorre uma falta no sistema de energia, surge uma circulação de corrente que prontamente deve ser interrompida pelos dis-

positivos de proteção (PABLA, 2005).

Estudos de curto-circuito são necessários para determinar a amplitude da corrente em todos os pontos do sistema, a fim de dimensionar equipamentos e cabos, definir e ajustar a proteção, coordenar relés, religadores automáticos e fusíveis, analisar as sobretensões causadas pelo defeito, estudar a estabilidade dinâmica do sistema de distribuição, entre outros (KINDERMANN, 2010).

A avaliação da corrente de curto-circuito pode ser realizada pelo método das componentes simétricas e pelo método das coordenadas fasoriais. A abordagem mais tradicional é o das componentes simétricas, no entanto, segundo Kersting (2002), o teorema de Fortescue não se encaixa adequadamente nas características físicas dos sistemas de distribuição de energia, que são naturalmente desequilibrados devido à distribuição não uniforme das cargas, não transposição de linhas e geometria desigual entre condutores. Ainda segundo o autor, os resultados são limitados pois sempre são referenciados à fase “a”, por exemplo, para faltas monofásicas-terra.

Existem algumas técnicas que utilizam coordenadas fasoriais, como método de Kersting (KERSTING, 2002) e método da compensação híbrida (TODOROVSKI; RAJICIC, 2003), porém neste trabalho optou-se pela representação do sistema pela admitância nodal, devido à familiaridade com sistemas de potência ao utilizar-se a possibilidade de trabalhar com a representação multifásica da rede. Este método reflete satisfatoriamente os acoplamentos mútuos entre condutores, neutro e terra das fases envolvidas, e transformadores de força. A corrente de curto-circuito depende exclusivamente da impedância do sistema e da resistência de falta (SHORT, 2004), e para obtê-las basta encontrar o circuito equivalente de Thévenin no ponto do defeito (KINDERMANN, 2010).

2.2.1 Causas e consequências

De maneira geral, a confiabilidade de um componente está associada à probabilidade do mesmo cumprir suas funções adequadamente, durante certo tempo, e sob determinadas condições operativas. A especificação da abrangência e escopo dos conceitos de “função”, “adequação”, “tempo” e “condições operativas” tecem a avaliação da confiabilidade. Como exemplo, uma linha de distribuição aérea pode ter vida útil esperada de 50 anos em condições operativas que variam desde brisas matinais até fortes tempestades. Tal linha pode ter como função

principal o transporte de energia elétrica entre nós de uma rede de distribuição. Em contrapartida, para realizar tal função, subcomponentes materiais da linha realizam em conjunto séries de subfunções como isolamento e sustentação. O funcionamento adequado da linha pode ser definido como aquele no qual subfunções de transmissão de energia são pelo menos marginalmente asseguradas, como isolamento, condução e sustentação mínimos.

A falha do isolamento no cabo constituinte de uma linha de distribuição pode representar uma operação inadequada da mesma. Falhas no isolamento podem permitir a circulação de corrente por caminhos fora daqueles entendidos como adequados, e podem ter características temporárias ou permanentes. Como exemplo, pode-se citar descargas atmosféricas em um condutor, que ocasionarão um arco elétrico no isolador localizado no poste, e por conseguinte um curto-circuito fase-terra. Essa falha será eliminada quando houver desenergização do condutor e, presume-se, voltará a operar normalmente após o religamento, constituindo uma falta temporária.

Exemplos de falha permanente no isolamento pode ser representada pela queda de uma árvore sobre condutores, ocasionando curto-circuito para terra, isoladores danificados, acidentes de trânsito que avariam o poste, entre outros que requerem intervenção humana para o regresso ao estado normal de operação.

Além dos fatores externos, todo equipamento tem uma probabilidade de falhar, e conhecer as causas das falhas permite trazer uma perspectiva prática nas simulações computacionais.

Em um estudo realizado por Tronchoni et al. (2010), é proposta uma metodologia para identificação das causas de falhas em redes de distribuição baseado em sistemas reais. Expõe-se que, frequentemente as causas primárias não são possíveis de serem identificadas em campo. Algumas vezes situações locais aparentes podem ter sido, na realidade, desencadeadas por uma falha primária não identificável na inspeção. Outras vezes não há qualquer indício de causa, e o eletricitista atribui como causa da interrupção o curto-circuito, quando na realidade esta é uma consequência de um evento anterior. Então, manter um histórico fiel aos acontecimentos para estudo e planejamento posteriores se torna demasiado complexo.

Devido à forte exposição, linhas aéreas de distribuição de energia costumam ter uma taxa de falha elevada por fatores ambientais, como descargas atmosféricas, poluição e tempo adverso. Ainda ficam ao alcance de animais e vegetação. Na tabela 3 estão relacionados os principais fatos geradores de faltas e seus efeitos no sistema de distri-

buição.

Tabela 3 – Causas e consequências de faltas em sistemas de distribuição de energia

Causas	Consequências
Sobretensão	Arco elétrico
Arco elétrico	Curto-circuito
Falha interna do equipamento;	Diversos
Quebra de isolamento devido a:	Arco elétrico
- poluição acumulada nos isoladores;	
- envelhecimento do material;	
- defeitos de fabricação;	
- emprego inadequado;	
- umidade do ar;	
- precipitação forte.	
Descargas atmosféricas e surtos resultantes de chaveamentos;	Sobretensão
Animais;	Curto-circuito
Tempo adverso: tempestades, ventos, neve;	Curto-circuito
Tempestades de calor;	Sobrecarga
Sobrecarga;	Sobrecorrentes
Árvores;	Curto-circuito
Acidentes de trânsito;	Curto-circuito
Vandalismo;	Curto-circuito
Erro humano.	Diversos

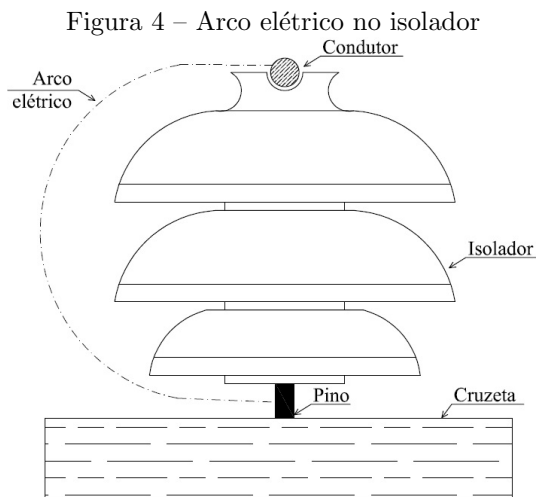
Fontes: Kindermann (2010) e Brown (2009)

Na tabela 3 verifica-se que algumas causas citadas tem mais de uma consequência ou desencadeiam outras consequências. Por exemplo, uma descarga atmosférica irá causar uma sobretensão momentânea, que causará arco elétrico, e este último ocasionará o curto-circuito. Situações de calor intenso causam sobrecarga pela maciça utilização de refrigeração, além de diminuir a capacidade de condução do sistema. A sobrecarga implica em sobrecorrentes, que podem ultrapassar os limites operacionais dos componentes por longos períodos. Esta exposição leva a falhas internas nos equipamentos.

Os equipamentos que compõem o sistema de distribuição, além de estarem expostos às condições ambientais, têm um ciclo de vida esperado. No início da sua operação, um equipamento qualquer, que

pode ser uma chave a óleo, fusíveis, cabos, isoladores, entre outros, tem uma probabilidade alta de falhar devido a problemas de fabricação, danos causados no transporte ou instalação inadequada. Durante sua vida útil, estará sujeito a sobrecargas, sobretensões, adversidades climáticas, entre outros, e poderá falhar. Algumas vezes, falhará devido ao envelhecimento do meio isolante (quando aplicável), por tempo de uso, estado de contaminação ou danos mecânicos (BROWN, 2009).

As descargas atmosféricas, diretas ou indiretas, ocasionam súbita sobretensão no circuito alimentador, provocando arco elétrico nos isoladores conforme evidenciado na figura 4 (KINDERMANN, 2010). Logo, todo arco elétrico implica em curto-circuito, pois causará uma corrente anormal que circulará por um caminho diferente daquele que foi projetado.



Fonte: adaptado de Kindermann (2010)

A contaminação de isoladores e buchas também leva à perda da rigidez dielétrica. As causas podem ser devido a um ambiente industrial, na presença de poeira, cinzas, pó de carvão, fumaça, cimento, óxidos e sulfatos de vários metais, ou de ambiente marítimo, com acúmulo de sal. Chuvas são capazes de lavar poeiras nos isoladores em geral, porém agentes químicos, como o cimento, só são removidos com produtos específicos (PABLA, 2005). Atos de vandalismo, acidentes de trânsito, envelhecimento do material, podem levar a rachaduras e

quebra do isolador.

Os animais causam grande parte das faltas. Em diversas partes do mundo há uma variedade de situações envolvendo diferentes tipos de animais. As aves costumam construir suas casas nos postes e ficar empoleirados nos cabos de energia, no entanto o excremento contamina a isolação e a abertura das asas pode ocasionar curto-circuito entre fases. Além disso, aves atraem seus predadores naturais (cobras, gatos) que podem ser ainda piores para a operação. Outros animais podem ser citados, como cobras, roedores, formigas (ninhas), porém menos frequentes em redes aéreas (BROWN, 2009).

Junto com animais e descargas atmosféricas, as árvores são responsáveis pela maioria dos curtos-circuitos. Alguns tipos de faltas originadas pela árvores podem ser listadas (BROWN, 2009):

- Danos físicos aos condutores, quando atingidos pela queda de uma árvore ou galho;
- Animais que usam árvores como ponte para os condutores;
- Galhos que crescem e fazem com que dois condutores se encostem;
- Ventos que fazem galhos encostarem nos condutores;
- Galhos que caem sobre dois condutores.

Para fins de estudos de confiabilidade, é importante lembrar que um galho de árvore úmido não causará imediatamente um curto-circuito, pois existe uma resistência substancial nele. Inicialmente surgirá uma pequena corrente que irá secar as fibras da madeira, e um campo elétrico iniciará a carbonização da celulose em torno do contato entre condutor e galho. Se o caminho do carbono causar curto-circuito antes que a resistência do galho seco se torne muito alta, haverá um curto-circuito entre fases ou fase-terra (BROWN, 2009).

Adversidades climáticas, como tempestades, ventos extremos, calor, neve, terremotos, entre outros, tornam o sistema elétrico mais susceptível a faltas e agravam a situação, uma vez que levam a várias contingências simultâneas em diferentes regiões. Estas situações podem tomar algumas horas, ou até dias, para restauração de energia aos consumidores interrompidos.

Humanos também são responsáveis por parte das interrupções de energia, seja intencionalmente, por vandalismo ou saídas programadas para manutenção, ou sem intenção, como erros de operação e manobras

(por exemplo esquecer de remover um aterramento temporário), na poda de árvores, acidentes veiculares, escavações, entre outros.

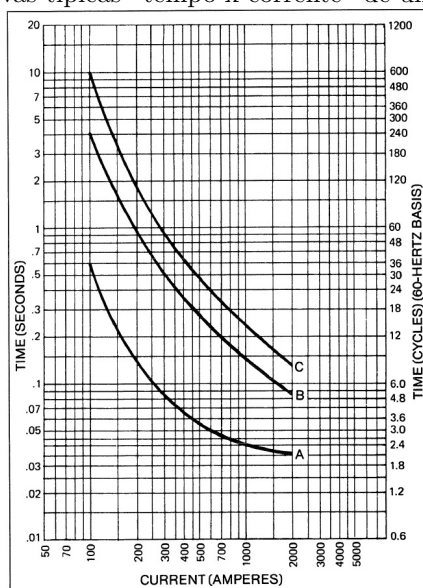
Pode-se dizer que grande parte dessas causas, em maior ou menor proporção, tem como consequência final o curto-circuito.

2.2.2 Proteção de alimentadores

Uma prática comum das distribuidoras de energia elétrica para alimentadores primários é posicionar um religador automático trifásico no início do alimentador principal e chaves fusíveis monofásicas de ação retardada nos ramais laterais. O tempo morto durante um religamento permite a recuperação do meio dielétrico, dando chance à extinção do arco elétrico.

Desta forma faltas temporárias no tronco principal ou ramais serão eliminadas pelo religador, uma falta permanente no ramal lateral será isolada pela chave fusível e uma falta permanente no tronco será eliminada pela curva lenta do religador automático (ver figura 5).

Figura 5 – Curvas típicas “tempo x corrente” de um religador 50 A

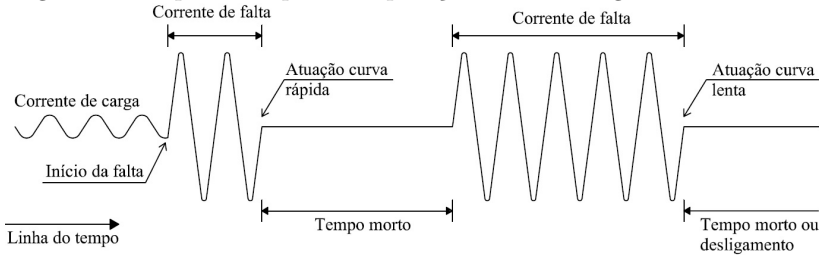


Fonte: Cooper Power Systems (2005)

É possível configurar uma gama de ajustes no religador automático. As curvas básicas para coordenação com fusíveis são a lenta, de operação temporizada, e a rápida. A figura 5 ilustra três exemplos, sendo que a curva A representa o religamento mais rápido e a curva C o mais lento. O religamento lento permite a coordenação com o fusível mais próximo à falta, diminuindo o número de consumidores desligados (COOPER POWER SYSTEMS, 2005).

A filosofia de sequência de operações é definida pelo operador da rede de distribuição. Apresenta-se na figura 6 uma simples sequência típica, com um religamento rápido seguido por um religamento lento.

Figura 6 – Sequência típica de operações de um religador automático



Fonte: adaptado de Cooper Power Systems (2005)

A proteção básica de um alimentador é composto por um relé de sobrecorrente instantâneo, função ANSI 50, e um relé de sobrecorrente temporizado, função ANSI 51. Existem diversos métodos para ajuste da sensibilidade do elemento de sobrecorrente, cobrindo características particulares de cada região.

Para apoio à modelagem proposta no presente trabalho, será utilizada a equação geral da norma IEC 255-4, que pode ser vista em (2.15). O tempo de atuação é dado por t , MT é multiplicador de tempo, e as constantes K_1 , K_2 e K_3 variam de acordo com a curva a ser empregada e encontram-se na tabela 4. A figura 7 ilustra uma curva inversa característica de atuação de proteção.

$$t = \left(\frac{K_1}{\left(\frac{I_{falta}}{I_{pickup}} \right)^{K_2} - K_3} \right) \times MT \quad (2.15)$$

Figura 7 – Curva de operação de um relé de sobrecorrente

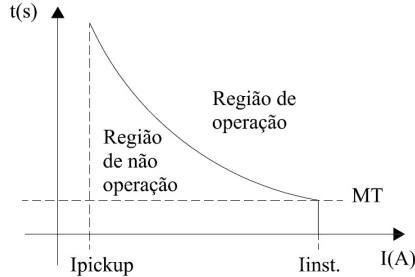


Tabela 4 – Constantes para ajuste de curva de proteção IEC

Curva	K_1	K_2	K_3
Normalmente inversa	0,14	0,02	1
Muito inversa	13,50	1	1
Extremamente inversa	80	2	1

A corrente de *pick up* varia de acordo com a característica dos consumidores servidos pelo alimentador. Na predominância de indústrias, por exemplo, haverá partida de motores de grande porte que implicam altas correntes temporárias, então a corrente de *pick up* deve estar de acordo para não ocorrerem atuações indevidas. A equação (2.16) ilustra um fator de segurança de 50%, que considera os limites dos equipamentos, eventuais partidas de máquinas e erros associados ao transformador de corrente.

$$I_{\text{pick up}} = I_{\text{nominal}} \times 1,5 \quad (2.16)$$

2.3 SIMULAÇÃO DA CONFIABILIDADE

2.3.1 Adequação e segurança

Segundo Billinton e Allan (1984) a avaliação da confiabilidade de um Sistemas Elétricos de Potência (SEP) pode ser dividida em dois aspectos: adequação e segurança. A avaliação da adequação está relacionada aos aspectos estáticos do sistema, e três pontos principais devem ser atendidos: (i) a capacidade de geração deve ser maior que a

demanda de carga mais perdas, (ii) o sistema deve ser capaz de transportar a energia demandada sem sobrecarregar os equipamentos, e (iii) os consumidores devem ser atendidos com um nível de tensão aceitável (BROWN, 2009). A avaliação da segurança considera a capacidade do sistema em responder a perturbações, a efeitos dinâmicos causados por perda súbita de geração (BROWN, 2009).

Ademais, Willis (2004) comenta duas importantes definições: falha e interrupção. A perda parcial ou total de um componente, ou ainda a alteração nas suas propriedades, é denominada falha. Ela pode reduzir sensivelmente ou totalmente as condições de trabalho do elemento. Somente quando o serviço de entrega de energia cessa para um ou mais consumidores é caracterizada a interrupção, ou seja, falhas podem ou não causar interrupções.

Assim, a avaliação de confiabilidade aplicada a sistemas de distribuição difere daquela utilizada em transmissão e geração em alguns aspectos. Geralmente os alimentadores são radiais com uma única fonte de energia, logo a maior parte das falhas causará uma interrupção no fornecimento. Por esse motivo premissas adotadas em grandes sistemas de energia, como o critério $N - 1$, perdem o significado em sistemas de distribuição, e na avaliação do desempenho passa a ser adotado o ponto de vista do consumidor (ISSICABA; LOPES; ROSA, 2012).

A abordagem clássica da adequação de um sistema de distribuição contabiliza uma falha somente quando há interrupção de energia por mais de alguns minutos (interrupções sustentadas), ignorando interrupções de curta duração e implicações diretas à qualidade de energia. Esta hipótese simplificadora é baseada na ausência dos efeitos do curto-circuito. Em Issicaba, Lopes e Rosa (2012), propõe-se considerar a forma de onda da tensão como parâmetro de desempenho no ponto de consumo, e não mais interrupções sustentadas.

2.3.2 Processo de Markov contínuo

O modelo a dois estados de Markov é baseado no espaço de estados de um sistema e as transições possíveis entre estes estados. É eficazmente aplicado a modelos de estudo de confiabilidade, onde usualmente as falhas de equipamentos elétricos seguem uma distribuição exponencial em um processo estocástico estacionário no tempo, sendo suas taxas de falha e de reparo constantes (BROWN, 2009).

O processo de Markov contínuo exposto por Billinton e Allan (1992) modela um componente com dois estados: operando ou em fa-

lha. Os parâmetros λ e μ , na figura 8, representam a taxa em que o componente transita de um estado para outro. Define-se:

$$P_0(t) = \text{probabilidade do componente estar operando no tempo } t \quad (2.17)$$

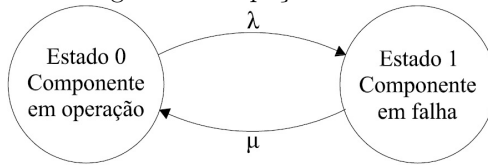
$$P_1(t) = \text{probabilidade do componente estar em falha no tempo } t \quad (2.18)$$

$$\lambda = \text{taxa de falha} = \frac{1}{\text{MTTF}} \quad (2.19)$$

$$\mu = \text{taxa de reparo} = \frac{1}{\text{MTTR}} \quad (2.20)$$

sendo que o MTTF é o tempo médio para falhar (*Mean Time To Failure*) e o MTTR é o tempo médio para reparar um componente (*Mean Time To Repair*).

Figura 8 – Diagrama de espaço de estados de Markov



Fonte: adaptado de Billinton e Allan (1992)

As taxas de transição são interpretadas como o número de vezes que ocorreu uma transição para determinado estado, dividido pelo tempo total que o componente residiu neste estado. Sendo assim (BILLINTON; ALLAN, 1992):

$$\lambda = \frac{\text{n}^\circ \text{ de falhas do componente em uma faixa de tempo}}{\text{tempo total que o componente esteve em operação}} \quad (2.21)$$

$$\mu = \frac{\text{n}^\circ \text{ de reparos do componente em uma faixa de tempo}}{\text{tempo total que o componente esteve em falha}} \quad (2.22)$$

De acordo com Brown (2009), considerar a taxa de falha cons-

tante é uma boa premissa, porém a taxa de reparo não é exponencialmente distribuída e não é descrita por uma taxa constante. De todo modo, pesquisas mostram que o μ pode ser modelado como um valor constante perante um pequeno desvio na exatidão.

Seja considerado um intervalo de tempo dt tão pequeno tal que dois ou mais eventos ocorrendo simultaneamente são improváveis, a probabilidade de estar no estado 0 da figura 8, no tempo dt , é:

$$P_0(t + dt) = [\text{probabilidade do componente operando no tempo } t \text{ e} \\ \text{probabilidade do componente não estar em falha no inter-} \\ \text{valo } dt] + [\text{probabilidade do componente estar em falha no} \\ \text{tempo } t \text{ e probabilidade do componente estar reparado} \\ \text{no intervalo } dt]$$

Assim, tem-se:

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t)(\mu dt) \quad (2.23)$$

Da mesma forma, para o estado de falha:

$$P_1(t + dt) = P_1(t)(1 - \mu dt) + P_0(t)(\lambda dt) \quad (2.24)$$

Após algumas deduções e considerações, Billinton e Allan (1992) concluem que:

$$P_0 = P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.25)$$

$$P_1 = P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.26)$$

2.3.3 Simulação de Monte Carlo

Para Anders (1990), a SMC é um processo repetitivo de gerar soluções determinísticas para um dado problema, onde cada solução corresponde a um conjunto de valores baseados em uma variável aleatória.

Diferente da abordagem analítica, o ambiente da simulação computacional permite acessar índices relativos (BILLINTON; ALLAN, 1992). Resultados obtidos por métodos probabilísticos em um ambiente controlado detêm um nível de confiança com medidas de posição (média, mediana) e dispersão (variância, desvio padrão).

Billinton e Allan (1992) avaliam que os sistemas devem ser ana-

lisados antes e após uma alteração de projeto, parâmetro operacional, inserção de melhoria, ou outros. Assim, o impacto da mudança é claro, uma vez que os índices são comparados uns contra os outros e não contra alvos genéricos. Isto tende a assegurar que as incertezas de entrada de dados e de sistema são incorporados em todos os índices e, por conseguinte, razoável confiança pode ser colocada em diferenças relativas.

A SMC modela a ocorrência de eventos estocásticos a partir de três estágios de avaliação: seleção de estados (i), avaliação de estados (ii) e estimação de índices (iii). Uma das principais vantagens observadas neste método é a possibilidade de definir parâmetros dos componentes, taxa de falha e de reparo, como variáveis aleatórias definidas por funções de distribuição de probabilidade (BROWN, 2009).

Assim, ferramentas baseadas em SMC são aplicadas à estimação de índices de confiabilidade, através da simulação da rede atual e do seu comportamento perante contingências ou alterações funcionais (BILLINTON; ALLAN, 1992). Procedimentos estatísticos padrão são amplamente empregados para avaliar a relevância dos resultados.

Atualmente a SMC se divide em sequencial, não-sequencial e pseudo-sequencial (SILVA et al., 2000). A SMC sequencial (SMCS) simula eventos em ordem cronológica, a SMC não-sequencial amostra cenários independentes, e a SMC pseudo-sequencial combina os dois métodos para obter a eficiência computacional da SMC não-sequencial com a flexibilidade e precisão da SMC sequencial (SILVA et al., 2005). A escolha do método a ser empregado deve considerar a importância de relacionar eventos em uma linha de tempo, e se isto irá refletir nos índices de confiabilidade (BILLINTON; ALLAN, 1992).

2.3.4 Simulação de Monte Carlo Sequencial

O método sequencial é usado para criar uma sequência aleatória e sintética de estados, de sucesso ou falha, que é incrementada conforme a simulação avança no tempo. As sequências são construídas segundo a distribuição de probabilidade da residência do componente em cada estado (SILVA et al., 2000). A escala de tempo mais usual são horas, com índices contabilizados a cada ano (BROWN, 2009).

A residência nos estados obedece a uma distribuição exponencial, então a duração no estado de sucesso é obtida pela equação (2.27), e a duração no estado de falha é dada por (2.28):

$$T_i^{\text{sucesso}} = -\frac{1}{\lambda_i} \times \ln(U_i) \quad (2.27)$$

$$T_i^{\text{falha}} = -\frac{1}{\mu_i} \times \ln(U_i) \quad (2.28)$$

onde U_i é um número aleatório que segue uma distribuição uniforme pertencente ao intervalo $[0,1]$, λ_i é a taxa de falha do componente, μ_i é a taxa de reparo, e i identifica o componente. Mais detalhes sobre as taxas de falha e de reparo são abordadas na subseção 2.3.2.

A seguir são enumerados os passos para a SMCS (adaptado de Silva et al. (2005)).

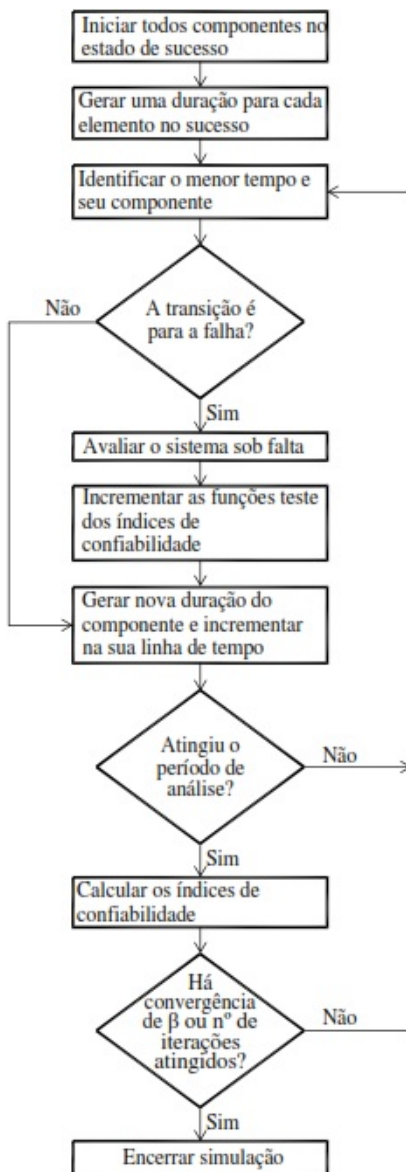
1. Iniciar todos os componentes no estado de sucesso;
2. Gerar uma duração no estado de sucesso para cada um dos componentes pela equação (2.27);
3. Identificar o menor tempo e o respectivo componente;
4. Se o componente foi para estado de sucesso, ir ao passo 6. Se o componente foi para estado de falha, avaliar o impacto para os consumidores;
5. Baseado na prévia análise da falha, incrementar as funções teste dos índices de confiabilidade;
6. Gerar e adicionar uma nova duração (de sucesso ou falha) associado ao componente. Se o período de análise, por exemplo 8760 horas, não acabou, voltar ao passo 3; Caso contrário, calcular os índices de confiabilidade para o período correspondente;
7. Avaliar o coeficiente de variação β para todos os índices de confiabilidade. Em caso de convergência ou número de amostras atingidas, parar a simulação; Caso contrário retornar ao passo 3.

Os principais passos são apresentados no diagrama de blocos presente na figura 9.

2.3.5 Índices de confiabilidade e funções-teste

Nas seções 2.1.2 e 2.1.4, foram explorados os índices baseados em observação. No ambiente de simulação, os dados coletados no passado

Figura 9 – Diagrama de blocos da SMCS



Fonte: própria

são convertidos em taxas de falha e de reparo. Nota-se, contudo, que os índices de confiabilidade descritos nessa seção não são determinísticos, mas sim valores esperados de uma dada distribuição de probabilidade representados em longo prazo (BILLINTON; ALLAN, 1984).

Os índices de confiabilidade obedecem a funções teste G . Assim, $\tilde{E}[G]$ é uma média do valor esperado do índice, e é dado por (SHOOMAN, 1968):

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N G(y_n) \quad (2.29)$$

onde N é o número de amostras anuais simuladas, e $G(y_n)$ é a função teste de cada ano n simulado.

Há uma incerteza associada a $\tilde{E}[G]$, pois a função teste é dependente de variáveis aleatórias e será diferente para cada ano. A medida dessa incerteza é dada pela variância do estimador:

$$Var(\tilde{E}[G]) = \frac{Var(G)}{N} \quad (2.30)$$

onde $Var(G)$ é a variância da função teste e N é o número de amostras. Assim, quanto maior a quantidade de amostras, mais preciso será o resultado da simulação.

Segundo Rubinstein (1981), é difícil mensurar a incerteza somente com a informação da variância. A medida de dispersão da variável aleatória relativa ao valor central, chamado coeficiente de variação, é mais útil para esta finalidade e está exposto na equação (2.31) (RUBINSTEIN; KROESE, 2008).

$$\beta = \frac{\sqrt{Var(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]} \times 100\% \quad (2.31)$$

Nas tabelas 5 e 6 são apresentados os índices de confiabilidade conforme Billinton e Allan (1984), que podem ser estimados analiticamente ou empregando as funções-teste G em métodos iterativos, imediatamente representadas ao lado direito (ISSICABA; LOPES; ROSA, 2011).

Tabela 5 – Índices de confiabilidade e funções-teste para faltas permanentes

Técnica analítica Índices	Simulação estocástica Funções-teste
$SAIFI = \frac{\sum \lambda_{P_i} N_t}{\sum N_t}$	$G_{SAIFI}(y_r)$ $= \frac{\text{n}^{\text{o}} \text{ de interrupções consumidoras em } y_r}{\text{n}^{\text{o}} \text{ total de consumidores}}$
$SAIDI = \frac{\sum U_i N_t}{\sum N_t}$	$G_{SAIDI}(y_r)$ $= \frac{\text{total de duração das interrup. consumidoras em } y_r}{\text{n}^{\text{o}} \text{ total de consumidores}}$
$CAIFI = \frac{\sum \lambda_{P_i} N_t}{\sum N_a}$	$G_{CAIFI}(y_r)$ $= \frac{\text{n}^{\text{o}} \text{ de interrupções consumidoras em } y_r}{\text{consum. com 1 interrup. ou mais em } y_r}$
$CTAIDI = \frac{\sum U_i N_t}{\sum N_a}$	$G_{CTAIDI}(y_r)$ $= \frac{\text{total de duração das interrup. consumidoras em } y_r}{\text{consum. com 1 interrup. ou mais em } y_r}$
$CAIDI = \frac{\sum U_i N_t}{\sum \lambda_{P_i} N_t}$	$G_{CAIDI}(y_r)^1 = \frac{SAIDI \text{ em } y_r}{SAIFI \text{ em } y_r}$
$ASAI = \frac{\sum N_t \times 8760 - \sum U_i N_t}{\sum N_t \times 8760}$	$G_{ASAI}(y_r) = 1 - \frac{G_{SAIDI}(y_r)}{\text{n}^{\text{o}} \text{ de horas em } y_r}$

Legenda:

λ_{P_i} : taxa de falha permanente;

N_t : número total de consumidores no ponto i ;

U_i : indisponibilidade no período analisado no ponto i ;

N_a : número de consumidores que experimentaram ao menos uma interrupção no período avaliado;

¹Note-se que o índice CAIDI contabiliza a duração de interrupção esperada de um consumidor médio do alimentador. Uma vez que a base da cálculo é o número de eventos de interrupção e não o número de horas no ano, a função-teste desse índice poderia ser construída como: $G = \text{soma das durações de interrupções consumidoras} / \text{número de interrupções}$. Entretanto, uma vez que o índice CAIDI é geralmente calculado pelas distribuidoras de energia sob período anual, optou-se pela definição $CAIDI = SAIDI / SAIFI$.

Tabela 6 – Índices de confiabilidade e funções-teste para faltas permanentes - energia não suprida

Técnica analítica Índices	Simulação estocástica Funções-teste
$ENS = \sum L_i U_i$	$G_{ENS}(y_r) = \text{energia não suprida em } y_r$
$AENS = \frac{\sum L_i U_i}{\sum N_t}$	$G_{AENS}(y_r) = \frac{G_{ENS}(y_r)}{n^0 \text{ total de consumidores}}$

Legenda:

L_i : carga conectada no ponto i ;

U_i : indisponibilidade no período analisado no ponto i ;

N_t : número total de consumidores no ponto i .

As definições de MAIFI e MAIFI_e baseiam-se na norma IEEE Std 1366 (IEEE 1366, 2012) e estão expostas na tabela 7.

Tabela 7 – Índices de confiabilidade e funções-teste para faltas transitórias

Técnica analítica Índices	Simulação estocástica Funções-teste
$MAIFI = \frac{\sum \lambda_{T_i} N_t N_r}{\sum N_t}$	$G_{MAIFI}(y_r)$ $= \frac{n^0 \text{ de interrupções consumidoras em } y_r \times n^0 \text{ relig.}}{n^0 \text{ total de consumidores}}$
$MAIFI_e = \frac{\sum \lambda_{T_i} N_t}{\sum N_t}$	$G_{MAIFI_e}(y_r)$ $= \frac{n^0 \text{ de interrupções consumidoras em } y_r}{n^0 \text{ total de consumidores}}$

Legenda:

λ_{T_i} : taxa de falha transitória;

N_t : número total de consumidores no ponto i ;

N_r : número de religamentos por evento de curta duração.

Os índices expostos até este ponto tecem a avaliação da continuidade da entrega do serviço de energia elétrica.

2.3.6 Índices de qualidade de energia e funções-teste

O conjunto de distorções de nível tensão, tais como cintilação, *swells*, afundamentos, ruídos, representados na figura 1, hoje são tratados exclusivamente como um problema de qualidade de energia. Com a finalidade de preencher a lacuna entre os dois problemas, Brooks et al. (1998) propuseram os índices baseados em valores em módulo de tensão para avaliar eventos de curta duração, o SARFI_x. Brown (2009) vislumbrou que, no futuro, haveria capacidade tecnológica, computacional e de infraestrutura, para de fato aplicar o conceito proposto em 1998.

Atualmente não há dados históricos confiáveis que deem embasamento a uma abordagem analítica dos índices de qualidade de energia (faltas transitórias), visto que a avaliação do evento de curta duração é sensível a diversas variáveis. Seriam necessárias taxas de falha para caracterizar os desvios de tensão, sendo que sequer há uma resposta concreta sobre proporção de faltas transitórias (ver seção 4.1). Assim, na tabela 8 são apresentados os índices acessados por monitoramento eletrônico de performance passada e as funções-teste propostas neste trabalho utilizadas na SMCS.

Tabela 8 – Índices de qualidade de energia e funções-teste

Monitoramento eletrônico Índices	Simulação estocástica Funções-teste
$SARFI_x = \frac{\sum N_i}{N_t}$	$G_{SARFI_x}(y_r) = \frac{\text{n}^\circ \text{ de consum. com desvio de tensão violando } x \text{ em } y_r}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores}}$
$SIARFI_x = \frac{\sum NI_i}{N_t}$	$G_{SIARFI_x}(y_r) = \frac{\text{n}^\circ \text{ de consum. com desvio de tensão violando } x \text{ em } y_r}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores}}$
$SMARFI_x = \frac{\sum NM_i}{N_t}$	$G_{SMARFI_x}(y_r) = \frac{\text{n}^\circ \text{ de consum. com desvio de tensão violando } x \text{ em } y_r}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores}}$
$STARFI_x = \frac{\sum NT_i}{N_t}$	$G_{STARFI_x}(y_r) = \frac{\text{n}^\circ \text{ de consum. com desvio de tensão violando } x \text{ em } y_r}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores}}$

Legenda:

x : nível de tensão RMS;

N_t : número total de consumidores no ponto i ;

N_i : número de consumidores que experimentaram desvios de tensão de curta duração abaixo de $x\%$ para afundamentos ou acima de $x\%$ para *sags*, no evento i ;

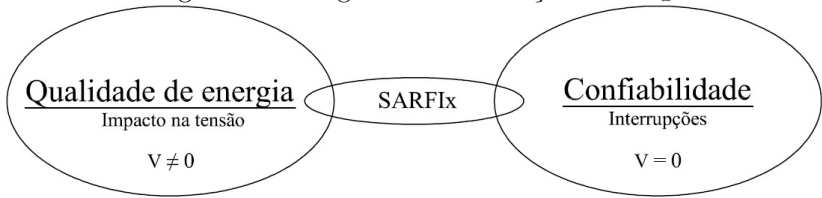
NI_i : número de consumidores que experimentaram desvios de tensão extrapolando $x\%$, de 0,5 ciclos até 30 ciclos, no evento i ;

NI_M : número de consumidores que experimentaram desvios de tensão extrapolando $x\%$, de 30 ciclos até 3 segundos, no evento i ;

NI_T : número de consumidores que experimentaram desvios de tensão extrapolando $x\%$, de 3 segundos até 60 segundos, no evento i .

Assume-se que o $SARFI_x$ é responsável pela conexão, até agora inexistente, entre os conceitos de confiabilidade e qualidade de energia. Ao mesmo tempo que este índice contabiliza interrupções (tensão $< 0,1\text{pu}$), ele também reflete a disformidade da tensão RMS que um consumidor recebe. A figura 10 ilustra a relação aqui proposta, evidenciando a fronteira entre os termos.

Destaca-se que a abordagem proposta na figura 10 envolve duas resoluções de tempo distintas. A avaliação dos eventos de curta duração situam-se em janelas de ciclos e milissegundos, enquanto a confiabili-

Figura 10 – Diagrama de correlação SARFI_x

Fonte: própria

dade acessa eventos de longa duração, que duram de minutos até horas.

Busca-se então, por meio dos índices de qualidade de energia, estimar a qualidade do serviço entregue aos consumidores finais.

2.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Ao longo do capítulo apresentaram-se aspectos gerais da confiabilidade em sistemas de distribuição de energia. Foram abordados os dois cursos principais do tema: observação do processo real e modelo teórico, definindo-se indicadores de performance nos dois ambientes. Discutiram-se ainda distorções de tensão de curta duração conforme normas internacionais. No tópico de curto-circuito foram expostas as principais causas e consequências das faltas, e tratou-se sobre esquemas de proteção típicos para alimentadores. Também duas ferramentas amplamente utilizadas em sistemas de potência foram abordadas: a simulação de Monte Carlo e o processo de Markov contínuo a dois estados, os quais formam a base para a realização deste trabalho.

3 PROPOSTA DE MODELAGEM MATEMÁTICA

Pabla (2005) cita que reconhecidamente os sistemas de distribuição são afetados por eventos estocásticos, como faltas nos condutores, flutuações de demanda e perda de geração. Assim, métodos probabilísticos constituem uma poderosa ferramenta, essencial à avaliação da confiabilidade do SED.

A modelagem matemática proposta no trabalho disponibiliza uma informação essencial para estimar os índices desejados: a tensão RMS no momento da falta. Para obter a tensão em cada evento simulado, é necessário um processo de construção e representação fiel às particularidades da rede: desequilíbrio de cargas, tipo de curto-circuito, fases atingidas, resistência da falta, número de consumidores em cada fase. Para isso são analisados meios de representação nodal da rede elétrica e de obtenção das correntes e tensões durante um curto-circuito.

Ademais, este capítulo apresenta uma proposta de modelagem para a inclusão de um terceiro estado ao processo de Markov contínuo, representando a falha transitória.

3.1 REPRESENTAÇÃO NODAL DA REDE ELÉTRICA

A abordagem escolhida para a análise do curto-circuito de um sistema de distribuição, discutida na seção 2.2, compreende basicamente em descrever o sistema elétrico por meio de uma matriz de admitância, conhecida como $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$, e a partir desta obter matrizes de impedância de curto-circuito (\mathbf{Z}_{sc}) para cada nó do sistema. Então, com essas informações, é possível analisar os diferentes curto-circuitos.

3.1.1 Matrizes de admitância primitiva

As matrizes de admitância primitivas representam cada componente da rede individualmente, e uma vez obtidas, constrói-se a $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$. No apêndice A podem ser consultadas as características de cada elemento e regras de formação.

3.1.2 Matriz de admitância nodal

A matriz de admitância nodal, representada por $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$, tem formação semelhante a de um sistema de transmissão. Na diagonal principal somam-se as admitâncias das \mathbf{Y}_{prim} dos componentes que incidem no nó, e os elementos fora da diagonal principal são dados pelo negativo das admitâncias das \mathbf{Y}_{prim} do componente existente entre os nós, ou zero caso não exista ligação entre nós. Neste trabalho, as cargas também são incluídas na formação da $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$.

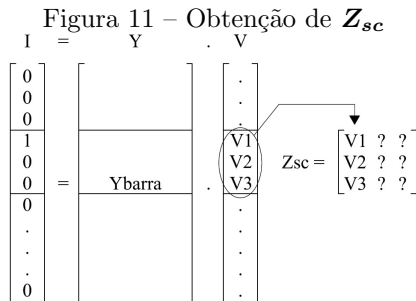
A matriz de admitância nodal da rede pode ser empregada em diversos estudos do sistema elétrico, tais como fluxo de potência, estimação de estados, análise de transitórios e cálculo de curto-circuito.

3.1.3 Matriz impedância de curto-circuito

Nesta seção inicia-se o cálculo do curto-circuito de fato. Uma solução direta da equação (3.1), sendo \mathbf{I} um vetor com as injeções de corrente na rede, resulta em \mathbf{V}_{oc} , a tensão de circuito aberto (*open circuit voltage*) de todas as barras da rede.

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{\text{barra}} \times \mathbf{V}_{\text{oc}} \quad (3.1)$$

Do teorema de Norton, exposto em Irwin (2004), pode-se aplicar uma fonte de corrente como fonte de teste com valor de 1 A em um dado nó, de tal sorte que as tensões obtidas pelo sistema linear permite a obtenção da \mathbf{Z}_{sc} . Este processo é exemplificado na figura 11 para um sistema multifases.



Fonte: adaptado de Dugan (2003)

Neste processo, aplica-se 1 A em cada fase de cada nó da rede, e a tensão resultante de cada fase e nó corresponderá a uma coluna de \mathbf{Z}_{sc} . Cada nó terá a sua própria matriz admitância de curto-circuito, \mathbf{Y}_{sc} , que é dada pelo inverso de \mathbf{Z}_{sc} (ver equação (3.2)). Essas matrizes representam o equivalente de Thévenin da rede na perspectiva do nó analisado, e são utilizadas individualmente.

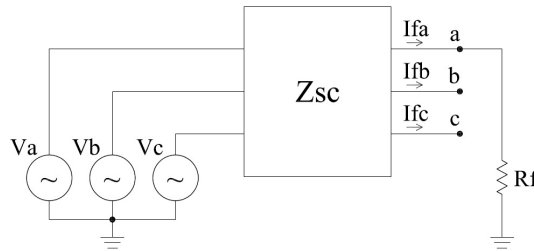
$$\mathbf{Y}_{sc} = \mathbf{Z}_{sc}^{-1} \quad (3.2)$$

3.2 ANÁLISE DO CURTO-CIRCUITO

3.2.1 Curto-circuito monofásico-terra

A representação do equivalente de Thévenin ilustra o defeito fase-terra. Na figura 12 apresenta-se um exemplo de falta na fase “a”, onde R_f é a resistência de falta.

Figura 12 – Equivalente de Thévenin do curto-circuito monofásico-terra, na fase “a”



Fonte: própria

A corrente de falta é obtida através da equação (3.3) abaixo.

$$I_{f_a} = I_f = \frac{V_{oc_a}}{Z_{sc_{aa}} + R_f} \quad (3.3)$$

3.2.2 Curto-circuito trifásico

As correntes de curto-circuito trifásico são obtidas pela equação (3.4), e a tensão no ponto de falta é o próprio \mathbf{V}_{oc} . Apesar de ser um

curto-circuito simétrico, as correntes nas três fases não serão iguais em amplitude, pois naturalmente as impedâncias de cada fase são diferentes.

$$\mathbf{I}_{sc} = \mathbf{Y}_{sc} \times \mathbf{V}_{oc} \quad (3.4)$$

3.2.3 Curto-circuito bifásico

A representação por equivalente de Norton é mais adequada para curto-circuito bifásico e bifásico-terra. Inicialmente soma-se o inverso da resistência de falta, Y_f , à matriz \mathbf{Y}_{sc} original. O sistema linear formado em (3.6) dará os valores de tensão no ponto do defeito. O vetor de \mathbf{I}_{sc} é encontrado pela equação (3.4).

$$[\mathbf{Y}_{equivalente}] = \left(\begin{bmatrix} Y_{sc11} & Y_{sc12} & Y_{sc13} \\ Y_{sc21} & Y_{sc22} & Y_{sc23} \\ Y_{sc31} & Y_{sc32} & Y_{sc33} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_f & -Y_f & 0 \\ -Y_f & Y_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \right) \quad (3.5)$$

$$\begin{bmatrix} I_{sc_a} \\ I_{sc_b} \\ I_{sc_c} \end{bmatrix} = [\mathbf{Y}_{equivalente}] \times \begin{bmatrix} V_{sc_a} \\ V_{sc_b} \\ V_{sc_c} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

A corrente da falta bifásica é então encontrada pela equação (3.7), e servirá às duas fases envolvidas, com sinais contrários ou defasadas em 180° . Na figura 13 pode ser visto que, para um exemplo de falta entre as fases “a” e “b”, $I_{fa} = -I_{fb}$.

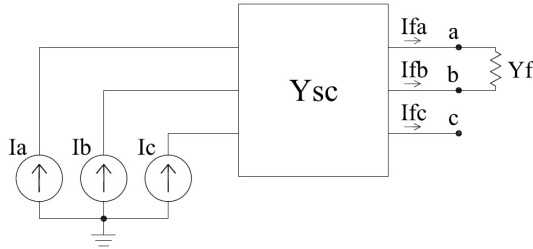
$$I_f = Y_f \times (V_{sc_a} - V_{sc_b}) \quad (3.7)$$

3.2.4 Análise das tensões durante um curto-circuito

O Teorema da Superposição é aplicado para obter as tensões em todos os nós do sistema de distribuição (KINDERMANN, 2010). A corrente de falta I_f gera uma tensão ΔV , calculada no sistema linear de (3.9).

$$\mathbf{V}_{pós\ falta} = \mathbf{V}_{pré\ falta} + \Delta \mathbf{V} \quad (3.8)$$

Figura 13 – Equivalente de rede do curto-circuito bifásico



Fonte: própria

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_f \\ 0 \end{bmatrix} = [\mathbf{Y}_{\text{barra}}] \times [\Delta \mathbf{V}] \quad (3.9)$$

3.3 PROCESSO DE MARKOV CONTÍNUO PARA TRÊS ESTADOS

A abordagem tradicional da avaliação da confiabilidade no SED considera dois estados básicos de um determinado componente: sucesso e falha permanente. Ao se introduzir um terceiro componente, as falhas temporárias, faz-se necessário o desenvolvimento de uma representação matemática adequada.

Modelos de ciclos de falha/ reparo baseados em processos de Markov com estados discretos a tempo contínuo têm sido amplamente utilizados para a análise de confiabilidade de sistemas de potência. Tais modelos são ainda mais pertinentes à abordagem proposta, a qual visa representar eventos de curta duração (indisponibilidade causada por falta transitória) e longa duração (indisponibilidade causada por falta permanente) sob um mesmo espaço de estados.

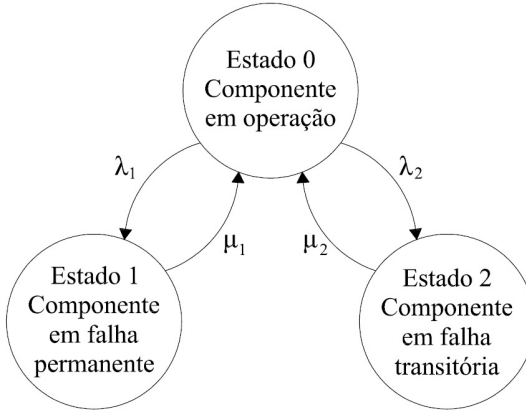
O processo de Markov contínuo representa satisfatoriamente a natureza estocástica das faltas, porém algumas modificações são propostas para se tornar aderente a um problema a três estados. Assim, estendendo a abordagem descrita na seção 2.3.2, para um processo de Markov contínuo com três estados, considere-se que:

Estado 0 = cumpre função adequadamente;

Estado 1 = não cumpre função adequadamente (permanente);

Estado 2 = não cumpre função adequadamente (transitória).

Figura 14 – Diagrama de espaço de 3 estados de Markov



Fonte: própria

Por definição, e considerando o novo diagrama de transição apresentado na figura 14, define-se:

$$\lambda_1 = \frac{N_{\text{falhas permanentes}}}{\sum T_{\text{operação}}} = \frac{N_P}{\sum T_{\text{operação}}} \quad (3.10)$$

$$\lambda_2 = \frac{N_{\text{falhas transitórias}}}{\sum T_{\text{operação}}} = \frac{N_T}{\sum T_{\text{operação}}} \quad (3.11)$$

Dada a ocorrência de uma falha, por construção tem-se que:

- Probabilidade da mesma acarretar a transição para o Estado 1.

$$\frac{N_P}{N_P + N_T} \quad (3.12)$$

- Probabilidade da mesma acarretar a transição para o Estado 2.

$$\frac{N_T}{N_P + N_T} \quad (3.13)$$

Agora seja dt um intervalo de tempo suficientemente pequeno tal que a probabilidade de ocorrer mais de 1 evento de falha durante dt possa ser negligenciada:

- $(\lambda_1 + \lambda_2)dt$ pode ser definida como a probabilidade de ocorrência

de uma falha em $(t, t + dt)$;

- $1 - (\lambda_1 + \lambda_2)dt$ pode ser definida como a probabilidade de não ocorrer falha em $(t, t + dt)$.

Logo,

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda_1 dt - \lambda_2 dt) + P_1(t)\mu_1 dt + P_2(t)\mu_2 dt \quad (3.14)$$

$$P_1(t + dt) = P_0(t)\lambda_1 dt + P_1(t)(1 - \mu_1 dt) \quad (3.15)$$

$$P_2(t + dt) = P_0(t)\lambda_2 dt + P_2(t)(1 - \mu_2 dt) \quad (3.16)$$

Note que, a partir da equação (3.14), pôde-se deduzir que :

$$P_0(t + dt) - P_0(t) = -P_0(t)\lambda_1 dt - P_0(t)\lambda_2 dt + P_1(t)\mu_1 dt + P_2(t)\mu_2 dt \quad (3.17)$$

e, desenvolvendo-se essa expressão, obtém-se:

$$\frac{P_0(t + dt) - P_0(t)}{dt} = -\lambda_1 P_0(t) - \lambda_2 P_0(t) + \mu_1 P_1(t) + \mu_2 P_2(t) \quad (3.18)$$

Considerando agora que $dt \rightarrow 0$:

$$\left. \frac{P_0(t + dt) - P_0(t)}{dt} \right|_{dt \rightarrow 0} = \frac{dP_0(t)}{dt} = P'_0(t) \quad (3.19)$$

então,

$$P'_0(t) = -(\lambda_1 + \lambda_2)P_0(t) + \mu_1 P_1(t) + \mu_2 P_2(t) \quad (3.20)$$

A probabilidade do estado estacionário será diferente de zero para um processo de Markov contínuo. No caso de um único componente reparável representado pelo espaço de estados da figura 14, as probabilidades limitantes podem ser avaliadas aplicando $t \rightarrow \infty$ (BIL-LINTON; ALLAN, 1992). Assim, a derivada é igualada a zero para a equação (3.20), e de forma similar para as equações (3.15) e (3.16), chegando-se a:

$$-(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2 = 0 \quad (3.21)$$

$$\lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1 = 0 \quad (3.22)$$

$$\lambda_2 P_0 - \mu_2 P_2 = 0 \quad (3.23)$$

Uma vez que este conjunto de equações é indeterminado, uma das equações pode ser substituída pelo somatório das probabilidades

de residência em cada estado, que tem valor 1. Neste caso a equação (3.23) cede a posição, como segue:

$$-(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2 = 0 \quad (3.24)$$

$$\lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1 = 0 \quad (3.25)$$

$$P_0 + P_1 + P_2 = 1 \quad (3.26)$$

Isolando-se P_1 na equação (3.25), tem-se que::

$$P_1 = \frac{\lambda_1}{\mu_1} P_0 \quad (3.27)$$

Similarmente, isolando-se P_2 na equação (3.26), tem-se que:

$$P_2 = 1 - P_0 - \frac{\lambda_1}{\mu_1} P_0 \quad (3.28)$$

Ambas são substituídas na equação (3.24), produzindo as expressões:

$$-(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 \left(\frac{\lambda_1}{\mu_1} P_0 \right) + \mu_2 \left(1 - P_0 - \frac{\lambda_1}{\mu_1} P_0 \right) = 0 \quad (3.29)$$

$$-\lambda_2 P_0 + \mu_2 - \mu_2 P_0 - \frac{\lambda_1 \mu_2}{\mu_1} P_0 = 0 \quad (3.30)$$

$$P_0 = \frac{\mu_2}{\lambda_2 + \mu_2 + \frac{\lambda_1 \mu_2}{\mu_1}} \quad (3.31)$$

Dividindo todos os termos por μ_2 , encontra-se:

$$P_0 = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_2}{\mu_2} + \frac{\lambda_1}{\mu_1}} \quad (3.32)$$

e multiplicando todos os termos por μ_1 :

$$P_0 = \frac{\mu_1}{\lambda_1 + \mu_1 + \lambda_2 \frac{\mu_1}{\mu_2}} \quad (3.33)$$

Observa-se ainda que, para $\mu_2 \gg \mu_1$:

$$P_0 \approx \frac{\mu_1}{\lambda_1 + \mu_1} \quad (3.34)$$

Como forma de validação do modelo de Markov proposto, propõe-se um exemplo para um único componente que obedece ao diagrama de espaço de estados exposto na figura 14. Serão encontradas as probabilidades de residência em cada estado por meio de uma SMCS, utilizando a função de distribuição exponencial (equações (2.27) e (2.28)), e por meio da aplicação analítica direta. Os dados dos componentes são expostos na tabela 9.

Tabela 9 – Parâmetros para exemplo de aplicação de Markov

Descrição	Valor
λ_1	0,1 oc./ano
λ_2	0,4 oc./ano
MTTR ₁	5,0 horas
MTTR ₂	1,2 segundos

Probabilidade de estado via técnica analítica

A probabilidade gerada pelo estado analítico será encontrado pela resolução do sistema linear abaixo retirado das equações (3.24), (3.25) e (3.26).

$$\begin{bmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2) & \mu_1 & \mu_2 \\ \lambda_1 & -\mu_1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} P_0 \\ P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Probabilidade de estado via simulação estocática

Para o mesmo exemplo, uma estimativa de probabilidades é encontrada pelo algoritmo da SMCS exposto no capítulo 2.3.4. Foram simulados 100 milhões de amostras anuais em um tempo de processamento de 194,5 segundos no *software* Matlab.

Comparativo de resultados

Na tabela 10 é possível verificar a probabilidade de encontrar o componente no estado 0 (sucesso), estado 1 (falha permanente), ou estado 2 (falha transitória). Verifica-se ótimo desempenho da estimativa por SMC, validando o modelo de Markov desenhado para o problema

dos três estados.

Tabela 10 – Comparativo de resultados do exemplo de Markov

Probabilidade do estado	Técnica analítica	Simulação Estocástica	Diferença (%)
P_0	9.999429e-01	9.999429e-01	0,000
P_1	5.707437e-05	5.705354e-05	0,036
P_2	1.521983e-08	1.522705e-08	0,047

3.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as ferramentas e métodos matemáticos que formam a base teórica do presente trabalho. Foram expostas a concepção das matrizes primitivas dos elementos da rede considerando cargas desequilibradas e mútuas para linhas aéreas, e a matriz de admitância nodal do sistema trifásico, essencial para o cálculo da corrente de curto-circuito. Foram revisados conceitos de tipos de faltas, suas características principais e equacionamento. Ainda foi proposto e validado um exemplo, com a aplicabilidade do processo de Markov contínuo a três estados.

4 PROPOSTA DE MODELAGEM COMPUTACIONAL

Uma vez que a rede elétrica está representada adequadamente e as informações de curto-circuito estão disponíveis, devem ser definidos os modelos probabilísticos para a simulação. Nas próximas seções, serão descritos a modelagem, seleção e avaliação dos eventos de falta analisados durante a SMCS.

4.1 AMOSTRAGEM DE EVENTOS

A natureza estocástica das faltas é abordada nesta seção. Seis diferentes amostragens formam o conjunto de hipóteses para o cálculo do curto-circuito.

4.1.1 Natureza da falta

Autores convergem sobre a proporção de faltas permanentes e transitórias nos sistemas de distribuição. Pabla (2005) estabelece que de 75% a 90% das faltas são temporárias por natureza, Brown (2009) sugere que são entre 50% e 80%, Blackburn e Domin (2006) estimam 80% das faltas são transitórias, e ainda em Cooper Power Systems (2005) estima-se que mais de 70% das faltas sejam temporárias.

Diante das considerações apresentadas, assume-se a hipótese que 80% das faltas são temporárias e 20% são permanentes. Como consequência, o λ_t de cada elemento será obtido pela multiplicação de seu λ_p por quatro (BROWN, 2009). Ademais, Brown (2009) sugere valores típicos para as taxas de falha de linhas aéreas expostos na tabela 11.

Tabela 11 – Dados típicos para taxa de falha de linhas aéreas

Descrição	λ_P (oc./ano)*		
	Baixo	Típico	Alto
Tronco	0,020	0,100	0,300
Ramal	0,020	0,160	0,300
Transformador	0,004	0,010	0,015
Regulador de tensão	0,010	0,029	0,100

*taxa de falha por milha

Como consequência do modelo de Markov discutido na seção 3.3, considera-se que as faltas são mutuamente exclusivas, ou seja, apenas um elemento pode mudar seu estado operativo por vez, e a ocorrência de uma contingência não afeta a probabilidade de outro evento, assumindo que os eventos são independentes (BROWN, 2009).

4.1.2 Tipos de faltas

Quatro tipos de falta comumente ocorrem no SED: monofásico-terra (i), bifásico (ii), bifásico-terra (iii), e trifásico (iv). Caso o elemento em falta tenha três fases, todas as situações são possíveis (BORDALO; RODRIGUES; SILVA, 2006).

De acordo com Santos e Barros (2015), assume-se que a probabilidade de ocorrência para cada tipo de curto-circuito segue uma distribuição uniforme. A distribuição proporcional é verificada na tabela 12.

Tabela 12 – Probabilidade de ocorrência de curto-circuito

Curto-circuito	Ocorrência (%)	Intervalo
Monofásico-terra	81	0,00 - 0,81
Bifásico	10	0,81 - 0,91
Bifásico-terra	6	0,91 - 0,97
Trifásico	3	0,97 - 1,00

Fonte: Bordalo, Rodrigues e Silva (2006)

Para trechos que contêm duas fases, o curto-circuito trifásico é excluído, restando dissolver a probabilidade de 3% entre os possíveis candidatos: monofásico-terra (i), bifásico (ii) e bifásico-terra (iii), com probabilidades de:

$$P_{\text{nova}} = P_{\text{antiga}} + P_{\text{a dividir}} \left(\frac{P_{\text{antiga}}}{1 - P_{\text{a dividir}}} \right) \quad (4.1)$$

As probabilidades de tipo de curto-circuito para um trecho com duas fases é mostrada na tabela 13.

Tabela 13 – Probabilidade de ocorrência do curto-circuito em trecho bifásico

Curto-circuito	Ocorrência (%)	Intervalo
Monofásico-terra	83,51	0,0000 - 0,8351
Bifásico	10,31	0,8351 - 0,9382
Bifásico-terra	6,19	0,9382 - 1,0000

Finalmente, para trechos de linha com somente uma fase, todo defeito será monofásico-terra.

4.1.3 Fases comprometidas

Depois de definido o tipo da falta, resta amostrar quais fases estão em curto-circuito. Considera-se o princípio que todas as fases têm igual chance de sofrer o defeito. Para o curto-circuito bifásico, são considerados que somente condutores adjacentes podem se envolver no defeito, ou seja, entre as fases ab e bc, com probabilidade de 50% para cada situação.

4.1.4 Resistência de falta

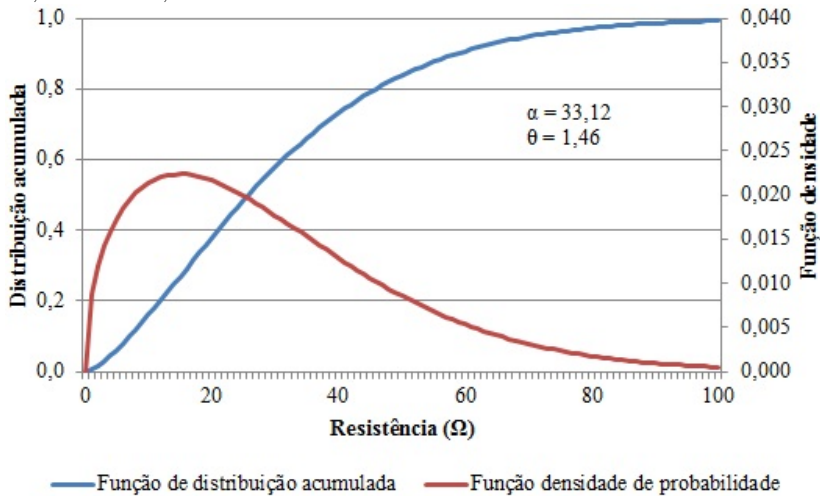
A resistência de falta é uma variável totalmente aleatória no ambiente. Pode depender de diversos fatores, como o tipo e causa da falta, a resistividade da terra, condições ambientais, entre outros (COOPER POWER SYSTEMS, 2005). Ainda pode ser constante ou variável no tempo (SANTOS; BARROS, 2015).

Somente os curto-circuitos que envolvem o terra são caracterizados pela resistência de falta. Em faltas que não incluem o terra, assume-se que somente o arco elétrico contribui para a resistência de falta, e este valor é suficientemente pequeno podendo ser desconsiderado (SANTOS; BARROS, 2015).

Para fins de estudos de proteção, coordenação e seletividade, a mínima corrente de curto-circuito geralmente é encontrada usando uma resistência de falta de $40 \, \Omega$, e para a máxima corrente utiliza-se $0 \, \Omega$ (COOPER POWER SYSTEMS, 2005). Segundo Pabla (2005), a resistência do solo deve ser menor que $15 \, \Omega$, no entanto uma árvore, por exemplo, pode ter de $1 \, \Omega$ -metro até $50 \, \Omega$ -metros, variando conforme o teor de umidade da madeira.

Em Santos e Barros (2015), baseados em dados publicados para redes de 138 kV e 220 kV, os autores propõem que a natureza aleatória da resistência de falta pode ser descrita pela distribuição de Weibull. O estudo publicado concluiu que, para a região de 138 kV analisada, a função de distribuição é ajustada pelos parâmetros $\alpha = 33,12$ e $\theta = 1,46$, apresentados na figura 15.

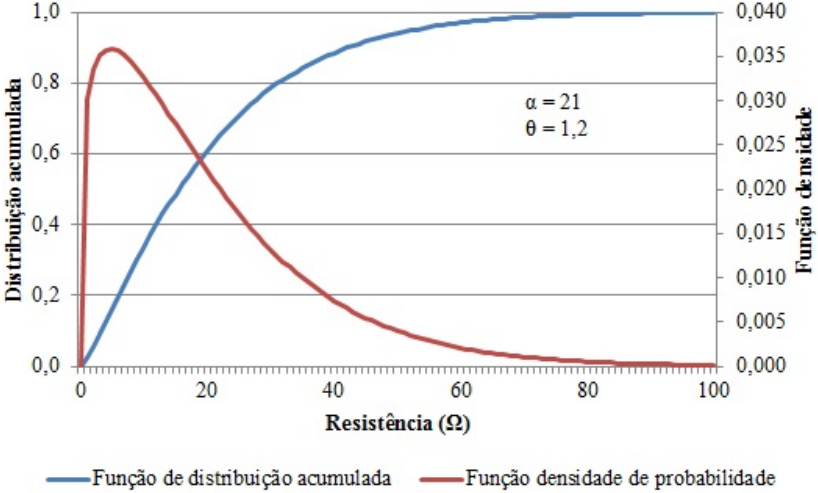
Figura 15 – Gráfico das funções de distribuição de Weibull com $\alpha = 33,12$ e $\theta = 1,46$



Fonte: adaptado de Santos e Barros (2015)

Feitas as considerações, pondera-se que em sistemas de distribuição há uma predominância de resistência de falta entre 0 e 40 Ω , conforme valores sugeridos por Cooper Power Systems (2005) e Short (2004). Assim, propõe-se o emprego da distribuição de Weibull para amostragem da resistência de falta, com os parâmetros arbitrados $\alpha = 21$ e $\theta = 1,2$, conforme a figura 16.

Figura 16 – Gráfico das funções de distribuição de Weibull com $\alpha = 21$ e $\theta = 1,2$



Fonte: própria

4.1.5 Tempo em falha

4.1.5.1 Falhas permanentes

Para falhas permanentes, o sistema será restaurado após intervenção humana. O tempo de reparo é difícil de estimar, uma vez que depende de diversos fatores aleatórios, como mão de obra disponível para inspeção visual, extensão e gravidade dos possíveis danos físicos, ocorrência durante tempo adverso com vários chamados simultâneos, entre outros (BROWN, 2009).

As taxas de falha e $MTTR_P$ são consideradas constantes. Dados típicos de tempos médios de reparo em redes de distribuição são sugeridos por Brown (2009), expostos na tabela 14, e podem ser utilizados na equação (2.28) para obter o tempo em falha de um determinado componente.

Tabela 14 – Dados típicos para tempo de reparo de linhas aéreas

Descrição	MTTR _P (horas)		
	Baixo	Típico	Alto
Tronco	2,0	4,0	8,0
Ramal	2,0	4,0	8,0
Transformador	3,0	5,0	10,0
Regulador de tensão	1,0	4,0	10,0

4.1.5.2 Falhas transitórias

O tempo de reparo de um curto-circuito transitório, TTR (*time to repair*), é equacionado pelo tempo de abertura do circuito mais o tempo morto pré estabelecido.

$$t_{\text{falha}} = [\text{tempo de atuação do religador curva rápida}] + [\text{tempo morto}]$$

O ajuste do elemento instantâneo é parametrizado, neste trabalho, como dez vezes a corrente de *pick up*, e a curva muito inversa será usada na resposta da proteção. Logo, de acordo com a tabela 4 exposta na seção 2.2.2, o tempo de atuação será regido pela equação (4.2).

$$t_{\text{proteção}} = \left(\frac{13,5}{\left(\frac{I_{\text{falha}}}{I_{\text{pickup}}} \right) - 1} \right) \times MT \quad (4.2)$$

Assim, foram realizadas simulações de curto-circuito para cada nó dos sistemas estudados, com diferentes tipos de curto-circuito e resistências de falta, com a finalidade de obter uma média de intensidade de corrente. Esta média de intensidade de corrente aplicada na equação (4.2) resulta em um tempo de atuação da proteção. Logo obtém-se um tempo médio de restauração automática, que neste trabalho é representado pelo MTTR_T. A amostragem do tempo em falha, então, é realizada segundo as equações (2.20) e (2.28), apresentadas nas subseções 2.3.2 e 2.3.4 respectivamente.

4.1.6 Duração das faltas

4.1.6.1 Faltas permanentes

No caso das faltas permanentes, assume-se que o curto-circuito persistirá até que a proteção desligue o alimentador de fato, uma vez que o evento requer intervenção manual para retorno ao estado de operação.

Com a finalidade de contabilizar os índices SMARFI e STARFI, assume-se neste trabalho que foi realizada uma tentativa de religamento, e que o tempo em que o sistema fica exposto à corrente de curto-circuito é amostrada através de uma distribuição normal.

4.1.6.2 Faltas transitórias

O que ocorre durante uma falta transitória é um curto-circuito ou sobretensão que possivelmente originará um arco elétrico. Por mais que a causa da falta não esteja mais presente, o meio dielétrico permanece corrompido, sustentado pela tensão do circuito, e contribuindo com a corrente de falta.

O modelo markoviano contínuo proposto na seção 3.3 apresenta o μ_2 , que é por natureza uma taxa de restauração automática proporcionado pelo relé de proteção/ religador automático, e definirá o tempo de reparo.

Assim, é possível afirmar que a duração da corrente de curto-circuito coincide com o tempo de atuação do dispositivo de proteção, assim como foi exposto na subseção 4.1.5.2, porém sotraindo o tempo morto. A duração da corrente de falta será, então:

$$[\text{tempo de atuação do religador curva rápida}] = t_{\text{falta}} - [\text{tempo morto}]$$

4.2 SIMULAÇÃO DE FALTAS

A ocorrência da falta desencadeia uma sequência de eventos, que impactam os consumidores do alimentador de diversas formas. Uma mesma falta pode incorrer em interrupção permanente para um grupo

de consumidores, e interrupção temporária para outros, com diferentes distúrbios de tensão (BROWN, 2009).

No presente trabalho, considerou-se que os alimentadores têm uma configuração básica para alocação de dispositivos de proteção: um religador automático tripolar na subestação com relé de proteção, e chaves fusíveis monopolares nas derivações dos ramais. Deste modo, não há chance de reconfiguração do sistema.

A simulação proposta tenta capturar, do ponto de vista do consumidor, os efeitos das faltas transitórias, além de retratar faltas permanentes. A sequência de eventos adotada assume que os dispositivos de proteção irão sempre atuar corretamente, com coordenação e seletividade adequados.

Sequência de eventos pós-falta:

1. Contingência: ocorre um curto-circuito;
2. Religamento: o religador automático/ relé de proteção identifica a corrente de curto-circuito, em seguida desenergiza o alimentador inteiro a fim de dar uma chance para o curto-circuito se autoextinguir. Dado um tempo programado, o tempo morto, o religador se fecha e energiza o alimentador. Se não houver mais uma corrente de curto-circuito, o sistema volta a operar em condição normal e todos os consumidores terão experimentado uma falta transitória;
3. *Fuse saving*: Se a falta persistir mesmo depois do religamento rápido, o dispositivo de proteção mais próximo a montante da falta deve atuar. No caso de um ramal, o fusível é que deverá se romper, e os consumidores da(s) fase(s) em curto-circuito deste ramal experimentarão uma falha permanente, e os demais uma falta temporária devido ao(s) religamento(s). Se a falta ocorrer no tronco principal do alimentador, a curva lenta do religador automático operará abrindo o circuito e bloqueará o religamento, assim todos os consumidores sofrerão uma falha permanente;
4. Para as falhas permanentes, o sistema será reparado manualmente e somente depois retornará ao seu estado normal operativo. Durante uma falta permanente em um ramal, apenas a(s) fase(s) com defeito será(ão) desligada(s), portanto as demais fases continuarão em serviço, porém desequilibradas.

4.3 ALGORITMO PROPOSTO

Nesta seção é apresentado o pseudoalgoritmo desenvolvido para o problema específico da integração do curto-circuito na avaliação da confiabilidade. É baseado no SMCS apresentado na seção 2.3.4:

1. Iniciar todos os componentes no estado de sucesso;
2. Gerar uma duração no estado de sucesso para cada um dos componentes pela equação (2.27);
3. Identificar o menor tempo e o respectivo componente;
4. Se o componente transitou para estado de sucesso, ir ao passo 10. Se o componente transitou para estado de falha, ir para próximo passo;
5. Amostrar o tipo de curto-circuito, as fases envolvidas, e a resistência de falta para o novo estado do sistema;
6. Calcular as correntes de falta e as tensões de todos os consumidores;
7. Amostrar, baseado no processo contínuo de Markov com 3 estados (ver seção 3.3), se a falha é permanente ou transitória;
8. Análise do estado operativo:
 - (a) Se a falha é permanente:
 - i. Aplicar o MTTR permanente para calcular a duração no estado;
 - ii. Encontrar o número de consumidores atingidos e calcular a energia cortada;
 - iii. Amostrar a duração do curto-circuito conforme subseção 4.1.6.1;
 - iv. Avaliar o nível de tensão para os consumidores atingidos temporariamente;
 - (b) Se a falha é transitória:
 - i. Aplicar o MTTR transitório para calcular a duração no estado;
 - ii. Todos os consumidores são atingidos por eventos de curta duração;

- iii. A duração do curto-circuito é dada pela duração no estado. Se houve interrupção o tempo morto é subtraído do mesmo;
 - iv. Avaliar o nível de tensão para os consumidores atingidos;
9. Baseado na prévia análise da falha, incrementar as funções teste dos índices de confiabilidade;
 10. Gerar e adicionar uma nova duração (de sucesso ou falha) associado ao componente. Se o período de análise, por exemplo 8760 horas, não acabou, voltar ao passo 3; Caso contrário, calcular os índices de confiabilidade para o período correspondente;
 11. Avaliar o coeficiente de variação para todos os índices de confiabilidade. Em caso de convergência ou número de amostras atingidas, parar a simulação; Caso contrário retornar ao passo 3.

O diagrama de blocos da figura 17 ilustra o algoritmo implementado computacionalmente.

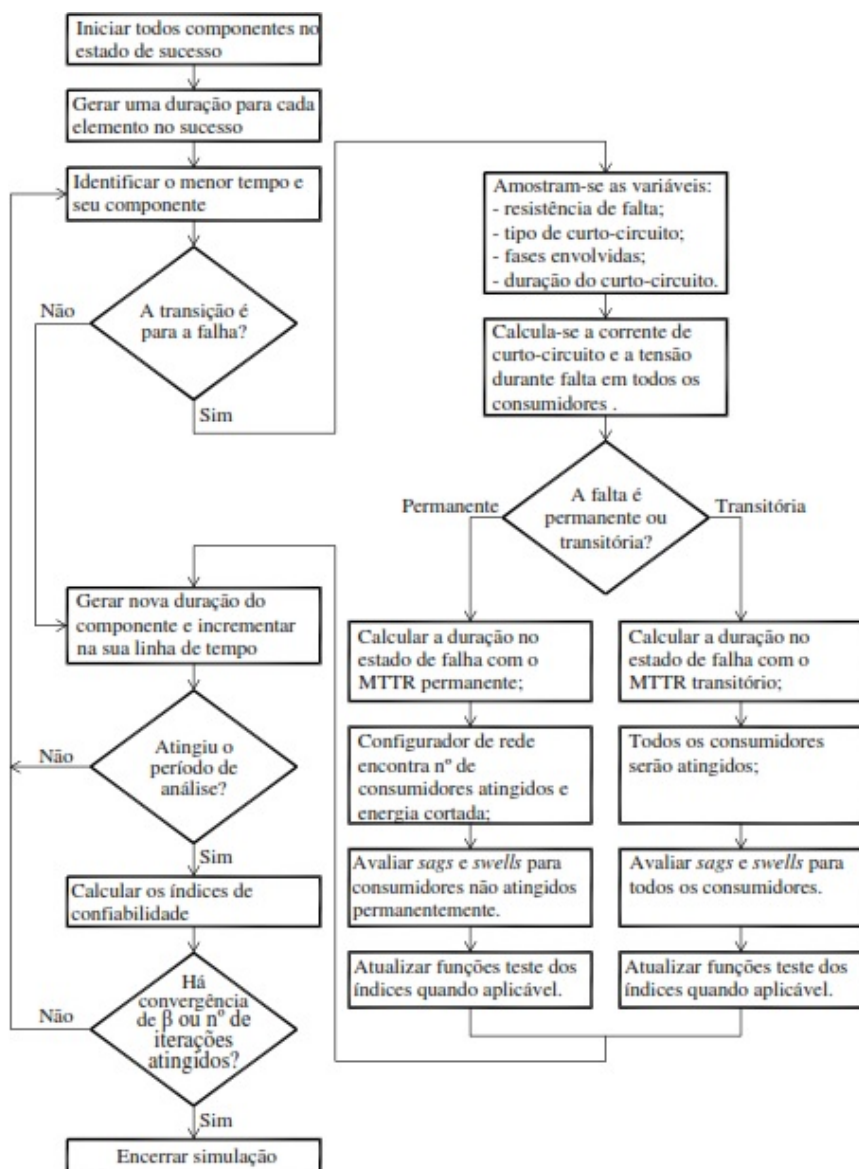
4.4 IMPLEMENTAÇÃO

Esta seção descreve as ferramentas computacionais e softwares de simulação utilizados nesta dissertação. Utilizou-se o OpenDSS para extrair a matriz Y_{barra} dos sistemas, de acordo com a modelagem matemática exposta no capítulo 3. A programação foi feita em linguagem Java, com o software Eclipse Juno, e foi utilizada a biblioteca científica “Flanagan” para realizar as operações matemáticas matriciais e com números complexos (FLANAGAN, 2015).

Foram aplicados os conceitos de UML (*Unified Modeling Language*) para padronizar a estrutura e notações. Adicionalmente, utilizou-se o plug-in para Java EE IDE “UML Lab”, da Yatta Solutions, para auxílio na montagem dos diagramas de classes.

O diagrama de classes simplificado, baseado na UML, é exposto na figura 18. A classe “Main” inicia o algoritmo proposto, a classe “Options” executa a leitura de dados externos e a classe “DataReader” contém dados de entrada configuráveis pelo usuário. A classe “Grid-Configurator” contém o configurador de rede, “ShortCircuitInitiate” inicia o cálculo do curto-circuito, “ShortCircuitSampler” é responsável por amostrar as variáveis aleatórias do algoritmo proposto, e “Short-CircuitCalc” executa o cálculo de curto-circuito a cada falta. A classe

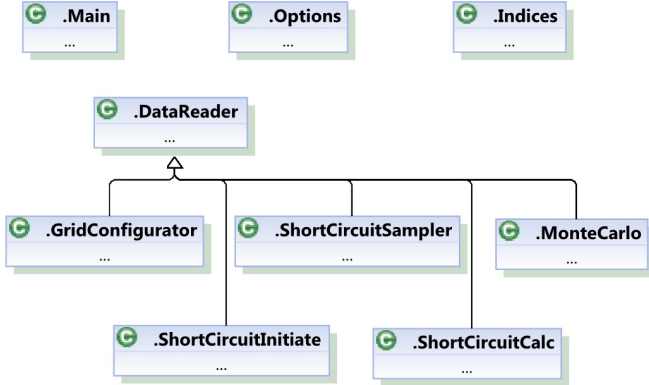
Figura 17 – Diagrama de blocos do algoritmo



Fonte: própria

“MonteCarlo” executa a SMCS, e a classe “Indices” obtém os índices de confiabilidade ao final de cada amostra anual. Os detalhes de cada classe seguem no apêndice B.

Figura 18 – Diagrama de classes do algoritmo



4.5 CONCATENAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO NA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE

De forma geral, a adequação da rede de distribuição está associada à capacidade da mesma em atender seus consumidores com formas de onda de tensão consideradas adequadas. Por conseguinte, a avaliação de adequação é realizada através de análises em regime permanente, quando são estudados os limites operativos considerando horizontes de planejamento. Já a segurança da rede está associada à capacidade da mesma operar de forma estável quando grandes alterações ocorrem na rede. A avaliação de segurança geralmente envolve análise de transitórios, onde é verificada a forma de onda de tensão em intervalos de ciclos a segundos. A abordagem proposta fornece um vínculo entre esses dois conceitos de avaliação, adequação e segurança, onde alterações bruscas na rede causadas por falhas são simuladas e analisadas à luz de indicadores utilizados no planejamento de sistemas de distribuição.

Para as mais diversas causas de falhas na rede, quase sempre a consequência será curto-circuito. Observa-se ainda que a maior parte das faltas são temporárias por natureza. Deste modo há duas situações a serem observadas, a resposta do sistema perante curtos-circuitos tem-

porários e a amplitude da tensão fornecida durante eventos de curta duração.

Há índices de confiabilidade já consolidados para eventos de longa duração, que são tratados na seção 2.1.2 e refletem basicamente frequência de interrupções e duração das mesmas. Ao simular curtos-circuitos, ao invés de simplesmente “falhas”, a profundidade e extensão do problema são captadas e funções-teste são alimentadas. A avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos deve contar não somente interrupções, mas também desvios graves de tensão em eventos de curta duração, uma vez que causam prejuízo aos consumidores tanto quanto interrupções.

Por muito tempo não houve dados suficientes, ou capacidade computacional, ou importância financeira, para que estudos fossem desenvolvidos no sentido de captar as perturbações mais recorrentes na distribuição de energia. No cenário atual há uma tendência de redes inteligentes, portanto dados não serão mais um obstáculo.

Destaca-se ainda a mudança do tipo das cargas ao longo dos anos. Na indústria, por exemplo, mesmo que não exista uma interrupção de energia, um afundamento de tensão temporário é suficiente para desligar um CLP e parar uma linha de produção inteira. Motores em geral sofrem com subtensões e sobretensões ao longo do tempo, causando problemas de isolamento, aquecimento, e de controle de velocidade. Da mesma forma consumidores residenciais e comerciais são atingidos, perante a maciça utilização de eletrônica de potência e acionamentos eletrônicos que requerem ótima forma de tensão.

Curtos-circuitos são eventos imprevisíveis no tempo, porém conhecer as causas e estimar a extensão dos danos são possíveis. Sob o ponto de vista da confiabilidade, o sistema pode ser avaliado por indicadores que refletem sua exposição a variações de tensão, em frequência, duração e amplitude.

4.6 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Foram expostos neste capítulo aspectos probabilísticos projetados especialmente para o problema da avaliação da adequação e segurança da rede elétrica. Abordou-se a definição de parâmetros e funções de distribuição de probabilidade específicos de cada caso, para a amostragem das variáveis. O algoritmo desenvolvido é apresentado por meio de um diagrama de blocos e a implementação computacional com diagramas de classes em UML. Por fim, destacou-se a atual necessidade de

avaliar conjuntamente aspectos de adequação e segurança em análise de redes inteligentes.

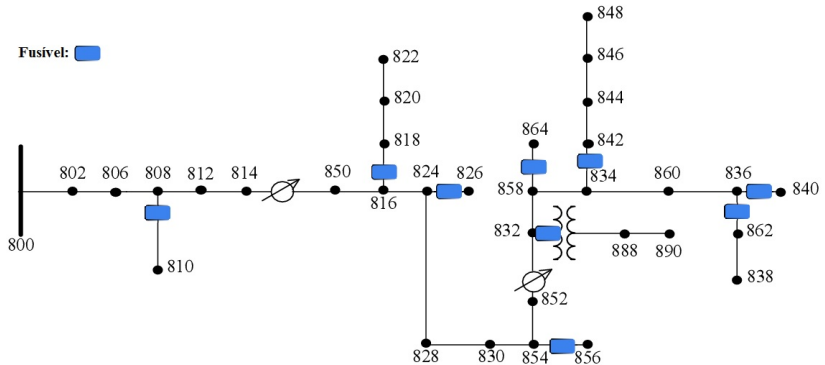
5 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, a seção 5.1 apresenta o sistema usado para teste e validação dos resultados obtidos com a simulação. Uma descrição detalhada é discutida, além da ênfase às modificações feitas na versão original. Após isso, na seção 5.4, os resultados são apresentados e analisados.

5.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE

O subcomitê de análise de sistemas de distribuição do IEEE oferece dados de diferentes redes para estudos. O objetivo destes sistemas-teste é proporcionar resultados de fluxo de potência, que servem como referência para a validação dos resultados obtidos a partir de novos algoritmos (FUNMILAYO; SILVA; BUTLER-PURRY, 2012). Neste trabalho será utilizado o alimentador do IEEE de 34 nós, com proteção por fusíveis e um religador automático adaptado de Funmilayo, Silva e Butler-Purphy (2012), que pode ser visualizado na figura 19.

Figura 19 – Sistema teste do IEEE 34 nós com proteção



O sistema de 34 nós sugerido em IEEE (2010) é originalmente radial e possui uma diversidade de elementos e configurações. O tronco principal é trifásico, enquanto há ramais trifásicos e monofásicos. Também estão presentes dois transformadores de potência, dois reguladores de tensão, dois bancos de capacitores e um ramal em baixa tensão (4,16 kV). Os dados dos segmentos das linhas e características de cada

disposição estão relacionadas nas tabelas 15 e 16.

Tabela 15 – Dados dos segmentos de linha

Nó A	Nó B	Comprimento (pés)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

A tensão predominante do alimentador é 24,9 kV. Há um trans-

formador na subestação de 69/24,9 kV e potência 2500 kVA. Há ainda um transformador de potência em um ramal de 24,9/4,16 kV. Os dados de ambos estão na tabela 17. Em todas as simulações considera-se tensão na fonte de 1,05 pu.

Tabela 16 – Dados das configurações das linhas aéreas

Config.	Fases	Fase ACSR	Neutro ACSR	Identificação espaçamento
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Tabela 17 – Dados dos transformadores

Descrição	Potência (kVA)	lado AT (kV)	lado BT (kV)	R (%)	X (%)
Subestação	2500	69 - D	24.9 - Y _n	1.00	8.00
XFM -1	500	24.9 - Y _n	4.16 - Y _n	1.09	4.08

Há dois reguladores de tensão para manter um perfil de tensão adequado e suas características que estão na tabela 18.

Tabela 18 – Dados dos reguladores de tensão

	1			2		
Identificação	814 - 850			852 - 832		
Segmento de linha	814			852		
Localização	A - B - C			A - B - C		
Fases	3 fases, fase-terra			3 fases, fase-terra		
Conexão	A-B-C			A-B-C		
Fase monitorada	2.0 volts			2.0 volts		
Largura de banda	120			120		
Relação de tensão	100			100		
Relação do TC primário						
Fase	a	b	c	a	b	c
R (Ω)	2.7	2.7	2.7	2.5	2.5	2.5
X (Ω)	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5
Nível de tensão	122	122	122	124	124	124

Tabela 19 – Dados das cargas distribuídas

Nó A	Nó B	Modelo da carga	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Tabela 20 – Dados das cargas pontuais

Nó	Modelo da carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

A carga total do sistema é aproximadamente 2055 kVA, sendo

que podem assumir diversos modelos (potência, corrente e impedância constante, delta ou estrela). Assume-se que as cargas distribuídas estão conectadas metade da potência em cada nó do segmento. Os dados encontram-se nas tabelas 19 e 20.

Os capacitores estão localizados em um único ramal e estão descritos na tabela 21.

Tabela 21 – Dados dos capacitores

Nós	Fase A kvar	Fase B kvar	Fase C kvar
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Adicionalmente aos dados disponibilizados pelo sistema teste, existe a necessidade de estabelecer o número de consumidores, taxas de falha e tempos médios de reparo. De acordo com o exposto na seção 4.1, os valores utilizados neste trabalho se encontram na tabela 22.

Tabela 22 – Dados considerados para taxa de falha do sistema teste

Descrição	λ_P oc./ano	λ_T oc./ano	MTTR _P horas
Tronco	0,020	0,080	4,0
Ramal	0,032	0,128	8,0
Transformador	0,010	0,010	5,0
Regulador de tensão	0,0145	0,0145	4,0

obs.: taxas de falha por milha

Especificamente para o trecho em tensão 4,16 kV, entre os nós 888 e 890, considerou-se 50% a proporção entre taxa de falha permanente e taxa de falha transitória, ao invés de 20% e 80%. Durante a análise do tempo de atuação da proteção no caso de uma falta neste local, constatou-se que para diversos casos, em geral quando a resistência de falta é maior que 10Ω , a corrente de curto-circuito acrescida da corrente de carga ainda fica abaixo da $I_{pick\ up}$, logo não haverá religamento. Desta forma, faltas de natureza transitória poderão evoluir para uma falta permanente ou se autoextinguirem. Assim, a proporção de fal-

tas permanentes será maior neste caso devido a limitação de corrente de curto-circuito pelo transformador de potência e baixa sensibilidade da proteção. As faltas permanentes serão eliminadas pelo fusível do referido ramal.

O tempo médio de restauração do curto-circuito transitório foi obtido pela simulação de dez diferentes tipos de curto-circuito e resistência de falta em cada nó do sistema teste, usando a equação (4.2). Foram definidos ainda os parâmetros $I_{\text{pick up}}$ conforme a equação (2.16) e $MT = 0, 20$. O tempo morto considerado é de 20 ciclos, sendo que para a frequência de 60 Hz equivale a 0,333 s.

$$I_{\text{pick up}} = \frac{2055 \times 10^3}{24,9 \times 10^3 \sqrt{3}} \times 1,5 = 71,47A \quad (5.1)$$

O número de consumidores, apresentado na tabela 23, foi baseado proporcionalmente na energia consumida em cada nó e fase do alimentador. Os tempos médios de restauração automática ($MTTR_T$) para cada trecho do sistema teste são mostrados na tabela 24.

5.2 VALIDAÇÃO DO CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO

O sistema teste apresentado na seção 5.1 é objeto de estudo na validação dos resultados de cálculo de curto-circuito proposto no capítulo 3.

Foram extraídas as correntes de curto-circuito do OpenDSS no modo “*faultstudy*”, onde são apresentados valores em todos os nós do alimentador e de todos os tipos de curto-circuito, considerando uma resistência de falta de 0,0001 Ω .

Depois, foram escolhidos alguns nós do sistema teste para simulação no algoritmo desenvolvido e posterior comparação com resultados do OpenDSS. As tabelas 25, 26 e 27 ilustram os comparativos.

É importante salientar que os resultados disponibilizados pelo OpenDSS sofreram arredondamento pelo *software*, portanto a diferença percentual muitas vezes pode ser atribuída a esta aproximação. Por este motivo, a última coluna das tabelas comparativas mostram como fica a diferença percentual quando os resultados do algoritmo são convertidos em números inteiros, assim como o OpenDSS apresenta.

Tabela 23 – Número de consumidores

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
802	0	30	24
806	0	30	24
808	0	16	0
810	0	16	0
816	0	4	0
818	34	0	0
820	168	0	0
822	134	0	0
824	0	44	4
826	0	40	0
828	7	0	4
830	27	20	50
832	7	2	6
834	20	35	122
836	48	32	42
838	0	28	0
840	36	40	18
842	9	0	0
844	279	298	290
846	0	48	20
848	40	63	40
854	0	4	0
856	0	4	0
858	13	17	19
860	86	40	192
862	0	28	0
864	2	0	0
890	300	300	300
Total	1210	1139	1155

Tabela 24 – Tempo médio de restauração automática

Nó A	Nó B	MTTR _T (s)
Fonte	800	0,6789
800	802	0,6881
802	806	0,7146
806	808	0,9062
808	810	0,9268
808	812	1,1088
812	814	1,2801
814R	850	1,3285
816	818	1,3517
816	824	1,4051
818	820	1,8044
820	822	1,9468
824	826	1,3680
824	828	1,4113
828	830	1,5736
830	854	1,5686
832	858	2,0377
832	888	9,5768
834	860	2,1026
834	842	2,0883
836	840	2,1371
836	862	2,1942
842	844	2,0999
844	846	2,1332
846	848	2,1382
850	816	1,3317
852R	832	2,0016
854	856	1,8064
854	852	1,8693
858	864	2,0883
858	834	2,0895
860	836	2,1290
862	838	2,0530
888	890	26,5693
814	814R	1,3294
852	852R	1,9975

Tabela 25 – Comparativo de correntes de curto-circuito monofásico

Nós	Fase	OpenDSS	Algoritmo Proposto	Diferença (%) *	
800	a	730,0	731,2	0,16	0,14
808	c	459,0	459,5	0,10	0,00
814	c	263,0	263,2	0,07	0,00
850	a	235,0	236,2	0,50	0,00
828	a	218,0	218,5	0,22	0,00
858	b	150,0	149,6	-0,25	0,00
842	b	146,0	145,8	-0,12	0,00
848	c	141,0	140,9	-0,04	0,00
836	a	132,0	132,9	0,72	0,76
890	b	284,0	286,6	0,93	1,06
822	a	149,0	149,5	0,32	0,00
856	b	171,0	171,1	0,04	0,00
838	b	140,0	140,0	0,04	0,00

*considerando resultados do algoritmo arredondados para \mathbb{Z}

Tabela 26 – Comparativo de correntes de curto-circuito bifásico

Nós	Fase	OpenDSS	Algoritmo Proposto	Diferença (%) *	
800	bc	639,0	638,7	-0,05	0,00
808	bc	451,0	451,0	0,00	0,00
814	ab	294,0	294,7	0,25	0,34
850	ab	272,0	272,6	0,20	0,37
828	ab	254,0	254,5	0,18	0,00
858	bc	166,0	166,2	0,11	0,00
842	bc	162,0	162,1	0,05	0,00
848	ab	160,0	160,4	0,22	0,00
836	bc	159,0	159,0	0,02	0,00
890	ab	331,0	335,7	1,42	1,51

*considerando resultados do algoritmo arredondados para \mathbb{Z}

Tabela 27 – Comparativo de correntes de curto-circuito trifásico

Nós	Fase	OpenDSS	Algoritmo Proposto	Diferença (%) *	
800	abc	738,0	738,0	0,00	0,00
808	abc	533,0	532,8	-0,04	0,00
814	abc	342,0	341,5	-0,16	-0,29
850	abc	323,0	322,5	-0,17	-0,31
828	abc	301,0	301,1	0,02	0,00
858	abc	200,0	200,1	0,05	0,00
842	abc	195,0	195,2	0,12	0,00
848	abc	191,0	190,6	-0,20	0,00
836	abc	192,0	191,6	-0,20	0,00
890	abc	388,0	392,5	1,16	1,03

*considerando resultados do algoritmo arredondados para \mathbb{Z}

Verificam-se diferenças pontuais e, percentualmente pequenas, validando assim o cálculo do curto-circuito proposto para faltas trifásicas, bifásicas, bifásicas-terra, e monofásicas-terra.

5.3 VALIDAÇÃO DO CÁLCULO DE CONFIABILIDADE

O sistema teste do IEEE de 34 nós escolhido foi originalmente concebido para fins de estudo de fluxo de potência, não tendo disponível dados de taxas de falha e de reparo que permitam validar os resultados do algoritmo proposto quanto aos índices de confiabilidade. Deste modo, implementou-se outro sistema teste chamado RBTS-BUS2-F1 com 12 nós, apresentado por Allan et al. (1991), para validar os resultados, permitindo a comparação de indicadores (ver tabela 28).

O alimentador RBTS-BUS2-F1 tem tensão nominal de 11 kV, um total de 652 consumidores, carga total instalada de 5934 kW e carga média de 3645 kW. Dentre a variedade de opções de configuração que o artigo apresenta optou-se pelo caso “b”, que consiste em um disjuntor protegendo todo o alimentador, sem fusíveis e sem fontes alternativas de potência.

Ao analisar os resultados da tabela 28, verifica-se uma validação satisfatória dos índices típicos e padrões da avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição de energia elétrica.

Tabela 28 – Validação dos índices de confiabilidade do algoritmo proposto de SMCS - caso “b”

Índice	Artigo RBTS	SMCS Proposto	$\beta(\%)$
SAIFI	0,626	0,623	1,27
SAIDI	23,61	23,48	1,27
CAIDI	37,71	37,71	-
ASAI	0,9973	0,9973	0,01
ENS	86040	85583	3,84
AENS	131,9	131,3	3,84

5.4 RESULTADOS E ANÁLISES

Em todas as simulações, respeitou-se um valor pré-determinado do coeficiente de variação β , conforme a subseção 2.3.4, e um número de amostras anuais, para verificar a convergência dos índices de confiabilidade. Neste trabalho assegura-se que β seja menor que 5%, exceto para casos onde praticamente não há incidência do evento a ser computado.

As simulações foram realizados em um computador *desktop* com processador Intel Core i7 de 3,4 GHz e 8 GB de memória de acesso aleatório (RAM). Os tempos de processamento para obter os resultados numéricos aqui apresentados referem-se a este computador.

5.4.1 Sistema teste IEEE 34 nós

Durante as cinco mil amostras anuais, houve 36.450 faltas (ver tabela 29). Destas, 21,6% foram do tipo permanente e 78,4% do tipo transitória, valores que estão de acordo com a seção 4.1. A incidência de faltas permanentes é maior que o esperado, 20%, devido ao trecho 4,16 kV, que tem proporção de 50% para cada tipo de falta e representa 3,42% do tamanho do alimentador.

No sistema teste estudado, a maior parte dos trechos são trifásicos e alguns são monofásicos, e não há trechos bifásicos.

Verifica-se que os tipos de curto-circuito, mostrados na tabela 30, estão em consonância com a proporção adotada na seção 4.1 (amostragem de eventos). Na tabela apenas as faltas ocorridas em trechos trifásicos são consideradas, uma vez que nos circuitos com uma fase não existe a necessidade de amostrar fases comprometidas pela falta.

Tabela 29 – Proporção de faltas permanentes e transitórias

Descrição	Nº faltas	%
Faltas permanentes	7865	21,6
Faltas transitórias	28585	78,4
Total	36450	100,0

Tabela 30 – Tipos de falta em trechos trifásicos

Descrição	Nº faltas	%
Monofásico-terra	17102	81,10
Bifásico	2096	9,90
Bifásico-terra	1239	5,90
Trifásico	650	3,10
Total	21087	100,0

Os resultados da tabela 31 mostram que as faltas monofásicas são distribuídas igualmente entre as três fases.

Tabela 31 – Fases afetadas em faltas monofásicas-terra em trechos trifásicos

Descrição	Nº faltas	%
Fase A	5774	33,8
Fase B	5656	33,1
Fase C	5672	33,2
Total	17102	100,0

Neste sistema teste, há circuitos somente com a fase “a” e outros somente com a fase “b”, nas proporções exibidas na tabela 32. Então, por outro lado, quando avaliadas todas as faltas sem distinção, a fase mais afetada por curtos-circuitos é a “a”, seguida da fase “b” (ver tabela 33).

Esta análise mostra que a probabilidade de um consumidor estar conectado à fase “a” e falhar é maior, simplesmente porque tem maior comprimento que as demais fases. O fato da fase “a” estar envolvida em 48,9% de todas as faltas decorre da sua maior exposição, e não que tenha qualidade pior que as demais.

Na primeira simulação, foi considerada a resistência amostrada

Tabela 32 – Tipos de circuitos no sistema teste

Fases	Distância (pés)	%
a	65220	21,17
b	37024	12,02
abc	205870	66,82
Total	308114	100,00

Tabela 33 – Fases afetadas em todas as faltas

Descrição	Nº faltas	%
Fase A	17935	49,2
Fase B	15181	41,6
Fase C	7969	21,9

pela distribuição de Weibull com parâmetros $\alpha = 33,12$ e $\theta = 1,46$, dados no artigo de Santos e Barros (2015). Os índices de confiabilidade são apresentados na tabela 34, e os tempos de simulação logo abaixo da mesma (τ).

Os índices SAIFI e MAIFI representam a frequência de interrupções de longa e curta duração, respectivamente. Em média, um consumidor experimentará aproximadamente 4,10 interrupções de curta duração e 0,81 interrupções de longa duração por ano, ou seja, 83,44% das interrupções, do ponto de vista do consumidor, serão transitórias. Isso ocorre porque, apesar de assumir uma hipótese onde 20% das faltas são permanentes, muitas delas ocorrem em ramais e são segregadas¹ pela chave fusível, portanto os demais consumidores sentirão uma interrupção de curta duração, melhorando o SAIFI em detrimento do MAIFI. Por outro lado, os índices MAIFI e MAIFI_e são iguais pelo motivo de ter sido considerado somente um religamento.

Sobre os consumidores que sofreram ao menos uma interrupção de longa duração no decorrer de um ano, o CAIFI resulta em uma frequência maior que o SAIFI, com 1,08 ocorrências/ano. Percebe-se que, a diferença entre SAIFI e CAIFI aumenta quanto maior o número de possibilidade de isolamento das faltas permanentes por *fuse saving*.

O SAIDI indica que o consumidor ficará sem energia em média 3,48 horas por ano. Se considerado somente os consumidores que sofreram uma interrupção sustentada ao longo de um ano, o índice sobe

¹Efeito da seletividade da proteção.

Tabela 34 – Índices de confiabilidade do sistema teste

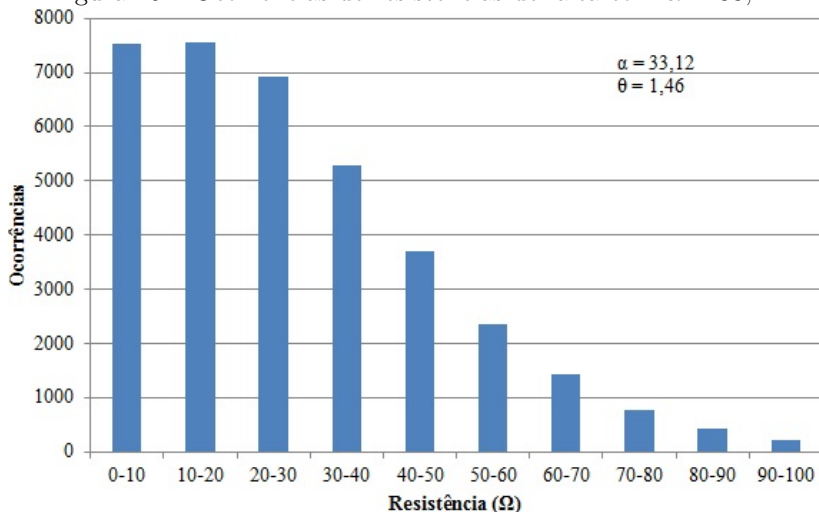
Descrição	$\alpha = 33, 12$		$\alpha = 21$		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,81366	1,52	0,81366	1,52	oc/ano
CAIFI	1,08178	1,02	1,08178	1,02	oc/ano
SAIDI	3,47947	2,04	3,47947	2,04	h/ano
CTAIDI	5,58464	1,69	5,58464	1,69	h/ano
CAIDI	4,27632	-	4,27632	-	h/oc
ASAI	0,99960	0,00	0,99960	0,00	pu
ENS	6150,12	2,04	6150,12	2,04	kWh/ano
AENS	1,75517	2,04	1,75517	2,04	kWh/c.ano
MAIFI	4,09994	0,70	4,09994	0,70	oc/ano
SARFI ₁₁₀	1,46355	0,66	1,70271	0,65	oc/ano
SARFI ₉₀	2,21084	0,59	2,22762	0,59	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,85253	0,97	0,85492	0,97	oc/ano
SMARFI ₉₀	1,09205	0,84	1,10040	0,83	oc/ano
STARFI ₉₀	0,26626	1,69	0,27229	1,67	oc/ano

para 5,58 horas/ano (CTAIDI). Ainda o CAIDI informa que, uma vez interrompido, o serviço levará em média 4,28 horas até ser restaurado. Lembra-se que, conforme a seção 5.1, o MTTR_P para este alimentador é de 4 horas (tronco) ou 8 horas (ramal).

Em um mesmo evento de curta duração, dependendo do tipo de curto-circuito e das fases afetadas, uma parte dos consumidores poderá experimentar um *swell*, outros poderão experimentar um *sag*, ou mesmo todos os consumidores poderão ter entrega de tensão dentro dos limites aceitáveis. Assim, os índices de qualidade de energia foram divididos em SARFI₉₀, que contabiliza afundamentos de tensão abaixo de 90% da tensão nominal, e o SARFI₁₁₀, que indica *swells* acima de 10% da tensão nominal. Para o sistema teste de 34 nós com $\alpha = 33, 12$, um consumidor terá, em média, 1,46 ocorrências de *swells* e 2,21 ocorrências de *sags* por ano.

As resistências de falta observadas nesta simulação são apresentadas em forma de gráfico de barras na figura 20 abaixo e estão intimamente ligadas ao resultado dos índices de qualidade de energia.

Os índices SIARFI₉₀, SMARFI₉₀ e STARFI₉₀ decompõem o SARFI₉₀ em três durações conforme exposto na seção 2.1.3. A definição da duração da interrupção está diretamente ligada ao tempo de resposta do relé de proteção responsável pelo religamento do circuito e

Figura 20 – Ocorrências de resistências de falta com $\alpha = 33,12$ 

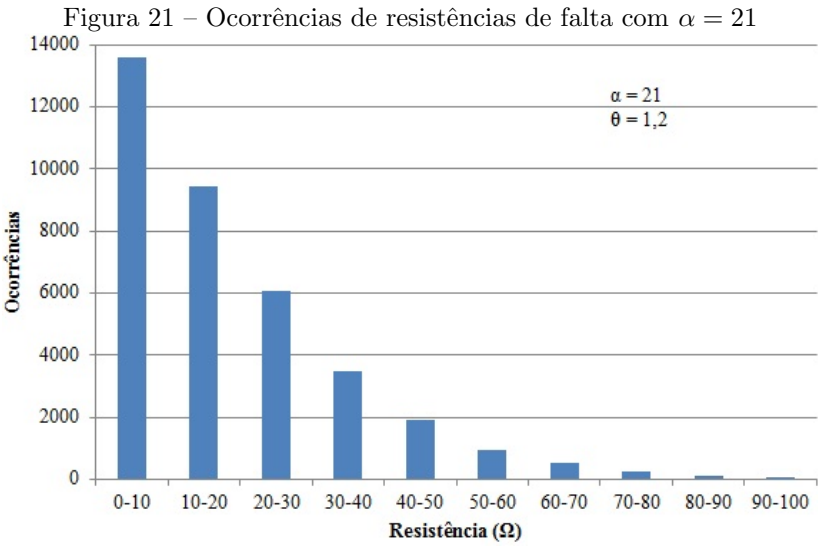
pode mudar drasticamente conforme a configuração do alimentador e filosofias de proteção. Das 2,22 ocorrências/ano de *sags* menores que 0,9 pu, 0,86 duram menos que 0,5 segundos e não incorrem em interrupção SIARFI₉₀. O SMARFI₉₀, onde reside a maioria dos eventos, informa que 1,09 ocorrências/ano duram de 0,5 a 3 segundos, e finalmente o STARFI₉₀ demonstra que 0,26 ocorrências por ano prolongam-se de 3 segundos até 1 minuto.

Só é possível obter os índices de qualidade de energia verificando, a cada falta, a corrente de curto-circuito e as tensões pós-falta em todos os nós do alimentador, separando consumidores e amplitudes de tensão por fase. Sendo assim, nesta simulação de cinco mil amostras anuais, foram realizados 36.450 cálculos de curto-circuito, a partir de uma matriz $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$ de um sistema desbalanceado com todas as fases declaradas, demonstrando-se então a aplicabilidade do algoritmo proposto.

Já na segunda simulação, considerou-se a resistência amostrada pela distribuição de Weibull com os parâmetros sugeridos na seção 4.1.4 de $\alpha = 21$ e $\theta = 1,2$. Verifica-se que os índices relacionados às interrupções sustentadas não sofrem alteração em relação à primeira simulação, comportamento este já esperado uma vez que a resistência de falta não deve impactar nestes índices. A diminuição, em geral, da resistência de falta desta simulação implica em correntes de falta mais altas, o que ajuda a detectar faltas mais rapidamente pelos sistemas

de proteção. Também causa uma maior variação de tensão nas fases adjacentes àquela com falta, refletido no índice SARFI₁₁₀, indicando uma maior probabilidade de ocorrência de *swells* do que na primeira simulação.

As resistências de falta observadas nesta simulação são apresentadas em forma de gráfico de barras na figura 21 abaixo.



As durações e número de amostras anuais para os dois cenários encontram-se na tabela 35. Os tempos são idênticos para as duas simulações, 3,82 minutos, e considerados satisfatórios se observada a quantidade de iterações e cálculos matriciais envolvendo números complexos.

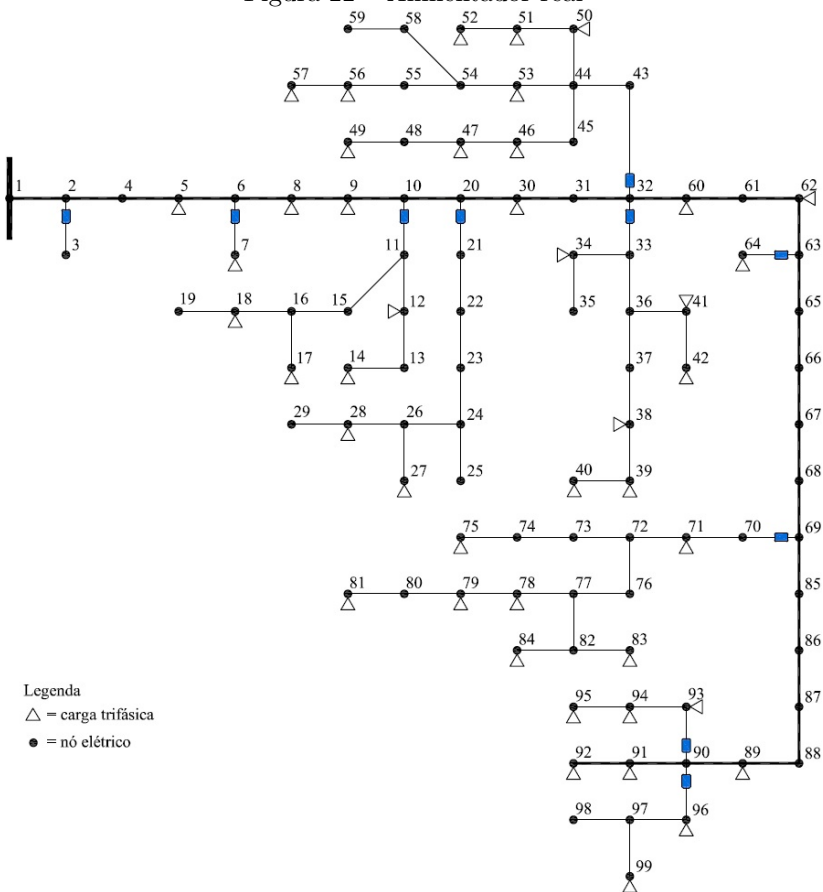
Tabela 35 – Tempos das simulações do sistema teste

Caso	Anos	Nº faltas	Tempo (min)
$\alpha = 33, 12$	5000	36450	3,82
$\alpha = 21, 00$	5000	36450	3,82

5.4.2 Alimentador real

O alimentador realístico, exibido na figura 22, pertence a uma área predominantemente urbana, e é operado por uma concessionária do sul do Brasil. O trecho estudado tem 99 nós, e carga total de 3700 kW e 1191 kvar. A tensão nominal é 13,8 kV e todos os circuitos possuem as três fases. Em todas as simulações considera-se tensão na fonte de 1,05 pu.

Figura 22 – Alimentador real



O circuito em questão já sofreu uma redução por blocos, que pode ser feito quando nós vizinhos e em série não possuem cargas nem

derivações. Assim, as taxas de falha são somadas e não há prejuízo nos resultados individuais e coletivos de índices. A redução de nós do sistema diminui o esforço computacional consideravelmente.

Inicialmente o sistema foi alimentado com dados simples, sem informar distâncias entre fases, desconsiderando o método de Kersting (KERSTING, 2002). Assim as matrizes primitivas das linhas aéreas continham elementos não-nulos apenas na diagonal principal. O resultado observado foi que, durante o curto-circuito, as fases não atingidas não apresentaram qualquer variação de tensão (afundamento ou *swell*), destacando a importância da caracterização das admitâncias mútuas de linhas de distribuição.

Apesar de ter mais nós elétricos do que o sistema teste, o circuito não é longo. Assim, as taxas de falha finais são inferiores, já que são proporcionais ao comprimento de cada trecho. Na tabela 36 são apresentados os valores para cálculo das taxas de falha deste sistema, uma vez que não há histórico disponível para retirar esses dados. De acordo com a seção 4.1, os valores estão no limite superior da taxa de falha típica.

Tabela 36 – Taxas de falha do sistema real - valores típicos

Descrição	λ_P por ano	λ_T por ano	MTTR _P horas
Tronco	0,06	0,24	4,0
Ramal	0,06	0,24	8,0
Transformador	0,01	0,01	5,0

obs.: taxas de falha por milha

A aderência dos resultados de simulação está intimamente relacionada à taxa de falha dos componentes, e neste caso, devido à curta distância do alimentador, as taxas proporcionais ao comprimento não refletem satisfatoriamente os eventos esperados. Os autores Tronconi et al. (2010), Silva, Guimaraes e Nascimento (2014) concordam que é difícil que concessionárias mantenham um histórico passado que caracterizem de fato as taxas de falha, assim serão simulados cenários com as taxas de falha extraídas de Bordalo, Rodrigues e Silva (2006), e relacionadas na tabela 37. O tempo médio de reparo é sugerido por Brown (2009).

Neste sistema há informação de carga e número de consumidores conectados em cada nó, porém não por fase. Assim, a carga e o número

Tabela 37 – Taxas de falha do sistema real - alimentador urbano

Descrição	λ_P por ano	λ_T por ano	MTTR _P horas
Tronco	0,30	1,20	4,0
Ramal	0,30	1,20	8,0
Transformador	0,10	0,10	5,0

obs.: taxas de falha por milha

de consumidores foram distribuídos equilibradamente entre as três fases e são expostos na tabela 38.

Tabela 38: Dados das cargas equilibradas do sistema real

Nó	Fase A			Fase B			Fase C		
	kW	kvar	nc	kW	kvar	nc	kW	kvar	nc
5	3	1	2	2	1	1	3	1	1
7	7	2	4	8	3	4	7	2	4
8	16	6	10	17	7	10	17	6	10
9	6	2	3	6	2	3	6	2	3
12	28	11	15	27	11	14	27	11	14
14	3	1	2	2	1	1	2	1	1
17	1	0	1	2	1	1	1	0	1
18	23	10	12	23	10	12	22	10	14
27	10	4	5	10	4	5	9	3	5
28	4	1	2	4	1	2	5	2	3
30	15	6	8	15	6	8	15	6	8
34	25	11	14	30	11	17	25	11	14
38	7	2	4	7	2	4	7	3	4
39	6	3	3	6	2	3	6	2	3
40	4	1	1	4	2	1	4	1	1
41	7	3	4	7	3	4	8	3	4
42	17	7	9	16	6	9	16	6	9
46	12	5	6	13	5	7	13	4	7
47	3	1	2	2	0	1	2	1	1
49	75	22	40	74	21	40	75	22	40
50	5	2	3	5	2	3	5	2	3
51	20	6	11	20	6	11	21	6	11

Continua na próxima página

Tabela 38 – continuação da página anterior

Nó	Fase A			Fase B			Fase C		
	kW	kvar	nc	kW	kvar	nc	kW	kvar	nc
52	50	15	27	50	14	28	49	14	28
53	43	11	23	44	11	24	43	11	24
56	14	5	8	14	5	8	14	6	8
57	12	5	7	12	5	7	13	6	7
58	8	4	4	8	3	4	8	3	4
59	7	2	4	8	2	4	8	3	4
60	18	8	10	17	7	9	17	7	9
62	13	2	7	13	2	7	14	2	8
64	509	148	280	509	149	260	510	149	280
71	36	16	20	35	16	19	35	16	19
75	10	2	5	9	3	5	10	3	5
78	23	11	13	22	10	12	22	10	12
79	72	18	40	72	18	41	72	18	40
81	8	3	5	9	3	5	9	3	5
83	10	4	5	9	3	5	9	3	5
84	10	3	5	9	3	5	9	3	5
85	3	1	2	3	1	2	4	1	3
86	12	5	7	13	5	7	13	5	7
87	17	7	10	18	6	10	17	7	10
89	3	1	2	3	1	2	3	1	2
91	17	6	10	17	6	10	18	7	10
92	3	1	2	3	1	2	3	1	2
93	4	1	2	3	1	2	3	1	2
94	4	1	2	4	1	2	4	2	2
95	3	1	2	3	1	2	2	1	1
96	14	5	10	14	5	10	14	6	10
99	13	5	8	14	5	9	13	5	9
Total	1232	395	679	1233	395	660	1235	401	672

Legenda:

nc = número de consumidores

Sabe-se que existe um grande desequilíbrio de cargas nos sistemas de distribuição. Por este motivo, uma segunda distribuição de cargas é sugerida com o mesmo número de consumidores e cargas em cada nó, porém não uniformemente distribuídos conforme dados da tabela 39.

Tabela 39: Dados das cargas desequilibradas do sistema real

Nó	Fase A			Fase B			Fase C		
	kW	kvar	nc	kW	kvar	nc	kW	kvar	nc
5	1	0	1	4	2	2	3	1	1
7	3	0	2	15	5	9	4	2	1
8	26	12	20	10	3	4	14	4	6
9	6	2	3	6	2	3	6	2	3
12	42	22	25	20	5	10	20	6	8
14	0	0	0	7	3	4	0	0	0
17	0	0	0	4	1	3	0	0	0
18	10	2	3	35	20	28	23	8	7
27	5	1	2	4	1	1	20	9	12
28	1	0	1	1	0	1	11	4	5
30	10	2	4	20	10	15	15	6	5
34	10	5	5	50	20	30	20	8	10
38	1	0	1	5	2	2	15	5	9
39	12	5	7	3	1	1	3	1	1
40	1	0	1	1	0	1	10	4	1
41	5	1	2	5	1	2	12	7	8
42	20	9	12	20	8	12	9	2	3
46	10	3	4	10	3	4	18	8	12
47	7	2	4	0	0	0	0	0	0
49	84	28	55	60	10	30	80	27	35
50	2	0	1	10	5	7	3	1	1
51	30	10	17	25	7	15	6	1	1
52	30	3	2	37	10	35	82	30	46
53	90	20	45	25	8	23	15	5	3
56	0	0	0	25	10	15	17	6	9
57	2	0	1	2	1	1	33	15	19
58	4	1	2	16	7	9	4	2	1
59	3	1	1	15	5	8	5	1	3
60	18	8	10	17	7	9	17	7	9
62	10	1	2	10	2	7	20	3	13
64	800	237	420	213	63	105	515	146	295
71	15	5	3	50	25	30	41	18	25
75	14	6	10	8	1	3	7	1	2
78	10	3	2	36	19	22	21	9	13
79	60	12	26	89	27	70	67	15	25

Continua na próxima página

Tabela 39 – continuação da página anterior

Nó	Fase A			Fase B			Fase C		
	kW	kvar	nc	kW	kvar	nc	kW	kvar	nc
81	6	2	2	5	1	1	15	6	12
83	4	1	1	20	9	13	4	0	1
84	2	0	1	19	6	10	7	3	4
85	1	0	1	6	2	3	3	1	3
86	6	5	7	25	5	7	7	5	7
87	20	8	10	20	8	10	12	4	10
89	0	0	0	9	3	6	0	0	0
91	8	1	2	22	9	14	22	9	14
92	1	0	1	2	1	1	6	2	4
93	8	2	1	1	0	2	1	1	3
94	1	0	1	2	1	1	9	3	4
95	1	0	1	6	3	3	1	0	1
96	35	13	25	2	1	2	5	2	3
99	5	4	4	5	1	1	30	10	21
Total	1440	437	751	1002	344	595	1258	410	679

Legenda:

nc = número de consumidores

A característica da resistência de falta, descrita na seção 4.1.4, pode sofrer variações conforme a localização do alimentador analisado, tipo de solo, tensão nominal da rede, entre vários outros fatores. Para explorar as possíveis diferenças, parâmetros distintos são empregados para comparação.

Propõem-se ainda duas formas de representação da fonte para este sistema, sendo uma com e outra sem transformador de força na fonte (características na tabela 40). A impedância da fonte de energia é um importante fator que determina a amplitude das correntes de falta, e a presença do transformador de força limita a contribuição de corrente de curto-circuito.

Tabela 40 – Dado do transformador - sistema real

Descrição	Potência (kVA)	lado AT (kV)	lado BT (kV)	R (%)	X (%)
Subestação	6000	69 - D	13,8 - Yn	1.00	8.00

Assim, foram simulados dezesseis cenários com a combinação de taxa de falha típica ou urbana, com ou sem a presença de transformador de força na fonte, cargas balanceadas ou cargas desbalanceadas, e resistência de falta segundo a distribuição de Weibull com parâmetros $\alpha = 33, 12$ e $\theta = 1, 46$ ou $\alpha = 21$ e $\theta = 1, 2$. Cada cenário denomina-se “caso” e a especificação está descrita nas tabelas 41 e 42.

Tabela 41 – Cenários de simulação - 1 ao 8

Descrição		Casos							
		1	2	3	4	5	6	7	8
λ (taxa de falha)	típico urbano	X	X	X	X	X	X	X	X
Transform. na fonte	sim não	X	X	X	X	X	X	X	X
Cargas	balanceada desbalanc.	X	X	X	X	X	X	X	X
Resistência de falta	$\alpha = 33, 12$ $\alpha = 21$	X	X	X	X	X	X	X	X

Tabela 42 – Cenários de simulação - 9 ao 16

Descrição		Casos							
		9	10	11	12	13	14	15	16
λ (taxa de falha)	típico urbano	X	X	X	X	X	X	X	X
Transform. na fonte	sim não	X	X	X	X	X	X	X	X
Cargas	balanceada desbalanc.	X	X	X	X	X	X	X	X
Resistência de falta	$\alpha = 33, 12$ $\alpha = 21$	X	X	X	X	X	X	X	X

Nos casos 1 ao 8 considera-se uma taxa de falha típica conforme a tabela 36. Já nos casos 9 à 16, a taxa de falha empregada é aderente à um alimentador urbano (ver tabela 37). Os resultados das simulações foram agrupados em dois casos a cada tabela, e a única diferença entre

eles será o perfil da resistência de falta.

Tabela 43 – Resultados dos índices de confiabilidade - casos 1 e 2

Descrição	Caso 1		Caso 2		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,08288	3,33	0,08288	3,33	oc/ano
CAIFI	0,21054	1,98	0,21054	1,98	oc/ano
SAIDI	0,37593	4,73	0,37593	4,73	h/ano
CTAIDI	1,29380	3,10	1,29380	3,10	h/ano
CAIDI	4,53583	-	4,53583	-	h/oc
ASAI	0,99996	0,00	0,99996	0,00	pu
ENS	1390,03	4,74	1390,03	4,74	kWh/ano
AENS	0,69121	4,74	0,69121	4,74	kWh/c.ano
MAIFI	0,87062	1,08	0,87062	1,08	oc/ano
SARFI ₁₁₀	0,00000	70,71	0,00000	83,81	oc/ano
SARFI ₉₀	0,14658	1,84	0,21003	1,47	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,03084	4,02	0,04489	3,18	oc/ano
SMARFI ₉₀	0,07514	2,53	0,10722	2,02	oc/ano
STARFI ₉₀	0,04060	3,51	0,05792	2,81	oc/ano

Tabela 44 – Resultados dos índices de confiabilidade - casos 3 e 4

Descrição	Caso 3		Caso 4		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,08285	3,33	0,08285	3,33	oc/ano
CAIFI	0,21059	1,98	0,21059	1,98	oc/ano
SAIDI	0,37579	4,74	0,37579	4,74	h/ano
CTAIDI	1,29407	3,10	1,29407	3,10	h/ano
CAIDI	4,53579	-	4,53579	-	h/oc
ASAI	0,99996	0,00	0,99996	0,00	pu
ENS	1389,89	4,74	1389,89	4,74	MWh/ano
AENS	0,68637	4,74	0,68637	4,74	MWh/c.ano
MAIFI	0,87065	1,08	0,87065	1,08	oc/ano
SARFI ₁₁₀	0,00001	36,95	0,00001	29,69	oc/ano
SARFI ₉₀	0,14384	1,84	0,20837	1,47	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,03017	4,01	0,04461	3,16	oc/ano
SMARFI ₉₀	0,07370	2,53	0,10619	2,01	oc/ano
STARFI ₉₀	0,03997	3,50	0,05757	2,80	oc/ano

Agora seguem as simulações sem transformador na fonte.

Tabela 45 – Resultados dos índices de confiabilidade - casos 5 e 6

Descrição	Caso 5		Caso 6		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,07514	3,19	0,07514	3,19	oc/ano
CAIFI	0,20507	1,83	0,20507	1,83	oc/ano
SAIDI	0,33823	4,33	0,33823	4,33	h/ano
CTAIDI	1,25677	2,79	1,25677	2,79	h/ano
CAIDI	4,50133	-	4,50145	-	h/oc
ASAI	0,99996	0,00	0,99996	0,00	pu
ENS	1250,30	4,33	1250,30	4,33	KWh/ano
AENS	0,62173	4,33	0,62173	4,33	KWh/c.ano
MAIFI	0,85836	0,98	0,85836	0,98	oc/ano
SARFI ₁₁₀	0,01694	3,92	0,04521	2,48	oc/ano
SARFI ₉₀	0,08165	2,48	0,10174	2,11	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,01756	5,32	0,02170	4,56	oc/ano
SMARFI ₉₀	0,04104	3,47	0,05187	2,93	oc/ano
STARFI ₉₀	0,02305	4,71	0,02818	4,08	oc/ano

Tabela 46 – Resultados dos índices de confiabilidade - casos 7 e 8

Descrição	Caso 7		Caso 8		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,07438	2,97	0,07417	3,51	oc/ano
CAIFI	0,20307	1,71	0,20380	2,01	oc/ano
SAIDI	0,33785	3,98	0,33627	4,73	h/ano
CTAIDI	1,26437	2,60	1,25326	3,07	h/ano
CAIDI	4,54216	-	4,53394	-	h/oc
ASAI	0,99996	0,00	0,99996	0,00	pu
ENS	1247,19	3,99	1241,21	4,74	KWh/ano
AENS	0,61590	3,99	0,61294	4,74	KWh/c.ano
MAIFI	0,85069	0,92	0,86283	1,08	oc/ano
SARFI ₁₁₀	0,01647	3,67	0,04495	2,70	oc/ano
SARFI ₉₀	0,07868	2,30	0,09936	2,31	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,01686	4,97	0,02171	4,93	oc/ano
SMARFI ₉₀	0,03934	3,23	0,05033	3,21	oc/ano
STARFI ₉₀	0,02249	4,35	0,02732	4,46	oc/ano

Os casos a seguir foram simulados com a taxa de falha tipicamente urbana e novamente com transformador na fonte.

Tabela 47 – Resultados dos índices de confiabilidade - casos 9 e 10

Descrição	Caso 9		Caso 10		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,39376	3,47	0,39376	3,47	oc/ano
CAIFI	0,75138	1,77	0,75138	1,77	oc/ano
SAIDI	1,80207	4,60	1,80207	4,60	h/ano
CTAIDI	4,41300	3,11	4,41300	3,11	h/ano
CAIDI	4,57657	-	4,57657	-	h/oc
ASAI	0,99979	0,00	0,99979	0,00	pu
ENS	6664,69	4,61	6664,69	4,61	KWh/ano
AENS	3,31412	4,61	3,31412	4,61	KWh/c.ano
MAIFI	4,30974	1,09	4,30974	1,09	oc/ano
SARFI ₁₁₀	0,00000	100,0	0,00001	51,88	oc/ano
SARFI ₉₀	0,73664	1,87	1,05003	1,49	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,15721	3,95	0,22647	3,18	oc/ano
SMARFI ₉₀	0,37706	2,55	0,53630	2,03	oc/ano
STARFI ₉₀	0,20237	3,54	0,28726	2,87	oc/ano

Tabela 48 – Resultados dos índices de confiabilidade - casos 11 e 12

Descrição	Caso 11		Caso 12		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,39384	3,47	0,39384	3,47	oc/ano
CAIFI	0,75139	1,77	0,75139	1,77	oc/ano
SAIDI	1,80261	4,60	1,80261	4,60	h/ano
CTAIDI	4,41656	3,11	4,41656	3,11	h/ano
CAIDI	4,57701	-	4,57701	-	h/oc
ASAI	0,99979	0,00	0,99979	0,00	pu
ENS	6660,48	4,61	6660,48	4,61	KWh/ano
AENS	3,28913	4,61	3,28913	4,61	KWh/c.ano
MAIFI	4,30966	1,09	4,30974	1,09	oc/ano
SARFI ₁₁₀	0,00001	63,16	0,00003	34,86	oc/ano
SARFI ₉₀	0,72410	1,86	1,03922	1,48	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,15513	3,93	0,22260	3,18	oc/ano
SMARFI ₉₀	0,36986	2,54	0,53102	2,03	oc/ano
STARFI ₉₀	0,19911	3,52	0,28560	2,85	oc/ano

As tabelas a seguir ilustram os resultados para a rede sem transformador de força na fonte.

Tabela 49 – Resultados dos índices de confiabilidade - casos 13 e 14

Descrição	Caso 13		Caso 14		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,37519	2,87	0,37519	2,87	oc/ano
CAIFI	0,74613	1,42	0,74613	1,42	oc/ano
SAIDI	1,59124	3,86	1,59124	3,86	h/ano
CTAIDI	4,36297	2,56	4,36297	2,56	h/ano
CAIDI	4,24122	-	4,24122	-	h/oc
ASAI	0,99982	0,00	0,99982	0,00	pu
ENS	5882,83	3,86	5882,83	3,86	KWh/ano
AENS	2,92533	3,86	2,92533	3,86	KWh/c.ano
MAIFI	4,24381	0,87	4,24381	0,87	oc/ano
SARFI ₁₁₀	0,08083	3,59	0,22434	2,17	oc/ano
SARFI ₉₀	0,40419	2,27	0,50403	1,92	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,08503	4,96	0,10579	4,17	oc/ano
SMARFI ₉₀	0,20372	3,13	0,25672	2,65	oc/ano
STARFI ₉₀	0,11544	4,26	0,14152	3,65	oc/ano

Tabela 50 – Resultados dos índices de confiabilidade - casos 15 e 16

Descrição	Caso 15		Caso 16		Unidade
	Valor	$\beta(\%)$	Valor	$\beta(\%)$	
SAIFI	0,37524	2,87	0,37524	2,87	oc/ano
CAIFI	0,74633	1,42	0,74633	1,42	oc/ano
SAIDI	1,59213	3,86	1,59213	3,86	h/ano
CTAIDI	4,36011	2,56	4,36011	2,56	h/ano
CAIDI	4,24297	-	4,24297	-	h/oc
ASAI	0,99982	0,00	0,99982	0,00	pu
ENS	5885,30	3,86	5885,30	3,86	KWh/ano
AENS	2,90632	3,86	2,90632	3,86	KWh/c.ano
MAIFI	4,24376	0,87	4,24376	0,87	oc/ano
SARFI ₁₁₀	0,07975	3,59	0,22140	2,18	oc/ano
SARFI ₉₀	0,39300	2,27	0,49219	1,92	oc/ano
SIARFI ₉₀	0,08271	4,95	0,10274	4,17	oc/ano
SMARFI ₉₀	0,19809	3,13	0,25125	2,64	oc/ano
STARFI ₉₀	0,11220	4,25	0,13820	3,64	oc/ano

A taxa de falha tem um grave impacto em todos os índices. Dos casos 1 à 8, quando a taxa de falha é baixa, o SAIFI oscila entre 0,07 (casos 5 à 8) e 0,08 (casos 1 à 4) ocorrências/ano, o que é muito baixo, improvável. A diferença de SAIFI é devida à presença ou não de um transformador de potência na fonte, pois ao se incluir um componente no sistema com sua respectiva taxa de falha, aumenta-se a probabilidade de falha. Ocorre uma distorção da duração das ocorrências permanentes, pois o MTTR_p configurado varia entre 4, 5 e 8 horas, e na simulação o SAIDI é 0,37 horas/ ano, muito abaixo do valor esperado. Isto ocorre porque a rede falha pouco, muitas amostras anuais não possuem falha, configurando raridade de eventos de falta, e o valor esperado da função-teste é uma média das ocorrências de todos os anos. Por isso é importante, ao se realizar uma análise de confiabilidade, verificar um conjunto de índices. Da mesma forma, devido à baixa taxa de falha, outros índices não refletem a realidade como conhecemos.

Por outro lado, ao se aplicar a taxa de falha tipicamente urbana, os índices se tornam aderentes à realidade. O SAIFI varia entre 0,37 e 0,39 ocorrências/ano e o MAIFI entre 4,24 e 4,30 ocorrências/ano, ou seja, os consumidores experimentarão aproximadamente onze eventos de curta duração para cada falta permanente. Isto ocorre porque, apesar de ser estipulado que 80% das faltas são temporárias, grande parte dos consumidores estão conectados nos ramais e serão isoladas em faltas permanentes por fusíveis, enquanto os demais consumidores experimentarão apenas um evento de curta duração (o religamento).

Nos casos 9 a 12, o SAIDI indica que um consumidor sofrerá em média 1,80 horas de interrupção permanente por ano. Por outro lado, o CTAIDI ilustra que, dos consumidores que experimentaram ao menos uma interrupção durante um ano, ficaram em média 4,41 horas sem energia, e o CAIDI informa que cada ocorrência dura em média 4,58 horas.

A resistência de falta é um fator determinante nos desvios de tensão. Pode ser observado que sempre os casos de número par (2, 4, 6, etc), que em geral possuem uma resistência de falta menor, terão o SARFI maior que seus equivalentes com a outra resistência. Como exemplo, cita-se um curto monofásico-terra na fase “b”, no nó 99 do alimentador com resistências diferentes. Os resultados são expostos na tabela 51.

Quanto maior a resistência de falta, menor será o impacto em termos de tensão. Por outro lado, este tipo de falta é difícil detectar e pode persistir por vários segundos, ou até evoluir para uma falta permanente desnecessariamente, sendo altamente indesejável. Caso o

Tabela 51 – Exemplo de curto-circuito monofásico no nó 99

Fase	r = 0,0001 Ω		r = 25 Ω	
	Corrente (A)	Tensão (pu)	Corrente (A)	Tensão (pu)
a	0	1,1898	0	1,0196
b	4463,06	0	318,04	0,9979
c	0	1,3220	0	1,0627

mesmo sistema fosse simulado obedecendo uma faixa de resistência de falta menor, como de 0 a 10 Ω , praticamente todas as faltas implicariam em afundamentos e *swells* e os índices SARFI seriam mais altos.

Os resultados para sistema com e sem transformador na fonte confirmam a expectativa de índices de qualidade de energia bastante distintos. Com a modelagem do transformador de força para os casos 1-4 e 9-12 nota-se a baixa incidência ou inexistência de ocorrência de *swells* (SARFI₁₁₀). Pondera-se aqui que a capacidade de curto-circuito (CCC) para os casos 1 à 4 no nó 99 é de 53,5 MVA e para casos 9 à 12 é de 166 MVA, enquanto que para o sistema teste, no nó mais distante, esse valor é 2,83 MVA. Esta medida mostra a robustez, o peso da barra perante faltas em outros locais da rede. O sistema teste tem baixa CCC e, em vários cenários de falta, as fases que não estão envolvidas em faltas em curtos-circuitos assimétricos constantemente sofrem afundamento e *swells*. O sistema real, que tem CCC mais alta, é menos susceptível a *sags* e *swells*.

Nos casos 5-8 e 13-16, que não têm transformador de força, é considerado uma barra infinita como fonte de tensão, com potência de curto-circuito de 200000 MVA. As correntes de falta são, em geral, três vezes maiores do que nos casos com transformador de força, e impactam diretamente nos índices de qualidade de energia, aumentando o SARFI₁₁₀ e o SARFI₉₀.

Em todas as simulações o SARFI₉₀ fica acima do SARFI₁₁₀, indicando o comportamento esperado do sistema diante situações adversas do curto-circuito. Dentro do SARFI₉₀, em geral a maioria das faltas de curta duração concentram-se no SMARFI₉₀, isto é, com duração de 0,5 segundos a 3 segundos, seguido pelo STARFI₉₀, com duração de 3 segundos a 1 minuto e então pelo SIARFI₉₀, que são faltas instantâneas e não configuram religamento automático.

Os tempos de simulação, número de faltas calculadas e quantidade de amostras anuais estão relacionados na tabela 52 a seguir.

Tabela 52 – Resumo dos tempos das simulações do sistema real

Caso	Anos	Nº faltas	Tempo (min)
1	10000	11867	40,93
2	10000	11867	41,23
3	10000	11867	38,90
4	10000	11867	40,17
5	12000	13968	46,78
6	12000	13968	46,78
7	14000	16131	51,40
8	10000	11675	38,95
9	2000	11710	37,33
10	2000	11710	36,97
11	2000	11710	37,15
12	2000	11710	37,45
13	3000	17259	52,13
14	3000	17259	53,90
15	3000	17259	52,53
16	3000	17259	53,05

5.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram descritos o sistema teste do IEEE de 34 nós e um sistema real de 99 nós. Diversas simulações foram realizadas para ambos alimentadores com diferentes critérios, e os resultados dos respectivos índices de confiabilidade foram apresentados em forma de tabela e comparados. Estes resultados foram discutidos e justificativas foram expostas sobre o comportamento das redes na presença de faltas no sistema elétrico.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No final de cada capítulo foram apresentados alguns comentários acerca dos tópicos tratados. Complementa-se, de forma geral, que o trabalho desenvolvido buscou modelar a natureza estocástica das faltas transitórias, incluindo aspectos de proteção de sistemas elétricos. A ferramenta desenvolvida para cálculo de curto-circuito, com a representação de todas as fases, cargas desequilibradas e considerando faltas assimétricas, contribuiu para obtenção de resultados diferenciados da literatura existente.

Enfatiza-se que existe uma carência de base de dados de taxas de falha e de reparo para sistemas de distribuição brasileiros, bem como características locais de resistências de falta, cabendo aos pesquisadores recorrer a dados típicos de outras localidades.

Cabe ressaltar que há melhorias a serem feitas, uma vez que foi verificada a complexidade do tema, em especial quanto à diversidade de esquemas e ajustes de proteção de sistemas elétricos. Pode-se afirmar que o algoritmo apresentou bom desempenho para o sistema teste, bem como para o sistema real, no entanto o tempo de simulação ainda pode ser melhorado, com o tratamento de matrizes de grande porte com número complexos, que certamente trariam mais rapidez às simulações.

Por fim, entende-se que os objetivos propostos foram alcançados, ao se propor uma solução para o problema de análise de confiabilidade com inserção da modelagem de eventos de curta duração e de distorções de tensão, aplicados a um sistema teste e um sistema real.

6.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

1. Estender a análise do curto-circuito para o nível de estabilidade do sistema durante faltas temporárias;
2. Incluir geração distribuída com possibilidade de ilhamento;
3. Aumentar a complexidade da rede com chaves comutadoras e religadores automáticos intermediários, incluindo a possibilidade de reconfiguração da rede;
4. Implementar a diversidade de cargas, com patamares de carregamento a cada hora, inclusão de diferentes tipos de ligações e número de fases, e representação de tipos de carga (potência constante, corrente constante, entre outros);

5. Realizar um estudo para identificar parâmetros da distribuição de Weibull que podem ser tomados como típicos para resistência de falta em alimentadores de média tensão;
6. Considerar interrupções programadas para manutenção e situações de tempo adverso, como tempestade, na SMCS;
7. Incluir na modelagem do processo de Markov contínuo outros estados operativos e transições, aumentando a complexidade da análise;
8. Propor uma análise econômica, quantificando o custo para melhorar indicadores de confiabilidade de qualidade de energia.

REFERÊNCIAS

ALLAN, R. et al. A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 813–820, Mai 1991. ISSN 0885-8950.

ANDERS, G. J. **Probability concepts in electric power systems**. 1. ed. Toronto: Wiley Interscience, 1990.

BALOUKTSIS, A.; TSANAKAS, D.; VACHTSEVANOS, G. Probabilistic short-circuit analysis by monte carlo simulations and analytical methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 1, n. 3, p. 135–140, Ago 1986.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems**. 2. ed. New York: Springer Science + Business Media, 1984.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques**. 2. ed. New York: Springer Science + Business Media, 1992.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective relaying: principles and applications**. 3. ed. Boca Raton (FL): CRC Press, 2006.

BORDALO, U.; RODRIGUES, A.; SILVA, M. D. A new methodology for probabilistic short-circuit evaluation with applications in power quality analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 474–479, Mai 2006.

BRACALE, A. et al. Probabilistic short circuit analysis in electric power distribution systems including distributed generation. In: **8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)**. Cagliari: IET, 2012. p. 1–6.

BROOKS, D. et al. Indices for assessing utility distribution system rms variation performance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 1, p. 254–259, Jan 1998.

BROWN, R. et al. Distribution system reliability assessment: momentary interruptions and storms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 12, n. 4, p. 1569–1575, 1997.

BROWN, R. E. **Electric power distribution reliability**. 2. ed. Boca Raton (FL): CRC Press, 2009.

CHOWDHURY, A.; KOVAL, D. Current practices and customer value-based distribution system reliability planning. In: **IEEE Industry Applications Conference**. Roma: IEEE, 2000. v. 2, p. 909–916.

COOPER POWER SYSTEMS. **Electrical distribution - system protection**. [S.l.], 2005.

DUGAN, R. C. **DSS fault current calculation procedures**. [S.l.], fev 2003.

DUGAN, R. C. **OpenDSS manual**. [S.l.], jun 2013.

DUGAN, R. C.; SANTOSO, S. An example of 3-phase transformer modeling for distribution system analysis. **IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition**, v. 3, p. 1028–1032, Set 2003.

EL-KADY, M. Probabilistic short-circuit analysis by Monte Carlo simulations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 05, p. 1308–1316, Mai 1983.

FLANAGAN, M. T. **Michael Thomas Flanagan's java scientific library**. 2015. Disponível em:
<<http://www.ee.ucl.ac.uk/~mflanaga/java/>>.

FUNMILAYO, H.; SILVA, J.; BUTLER-PURRY, K. Overcurrent protection for the IEEE 34-node radial test feeder. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 2, p. 459–468, Abr 2012.

HEINE, P.; LEHTONEN, M. Voltage sag distributions caused by power system faults. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 4, p. 1367–1373, Nov 2003.

IEEE. **Distribution Test Feeders**. 2010.
<http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.

IEEE 1159. IEEE recommended practice for monitoring electric power quality. **IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)**, p. c1–81, jun 2009.

IEEE 1366. Ieee guide for electric power distribution reliability indices. **IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)**, p. 1–43, 2012.

IRWIN, J. D. **Análise de circuitos em engenharia**. 4. ed. São Paulo: Pearson Makron Books, 2004.

ISSICABA, D.; LOPES, J.; ROSA, M. da. Adequacy and security evaluation of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1681–1689, Ago 2012.

ISSICABA, D.; LOPES, J. A. P.; ROSA, M. A. Distribution systems performance evaluation considering islanded operation. In: **Power Systems Computation Conference (PSCC)**. Estocolmo: [s.n.], 2011.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. 1. ed. Boca Raton (FL): CRC Press, 2002.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 5. ed. Florianópolis (SC): Edição do Autor, 2010.

LEAL, S. **Integrating short-circuit analysis in distribution system adequacy evaluation using sequential Monte Carlo simulation**. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia Universidade do Porto (FEUP), jun 2014.

LIU, W.-H. et al. An integrated application for voltage sag analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 3, p. 930–935, Ago 1998.

MENESES, C. A.; ECHEVERRI, M. G.; MANTOVANI, J. R. Probabilistic algorithms for power load flow and short-circuit analysis in distribution networks with dispersed generation. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 24, n. 3, p. 324–338, Abr 2013.

PABLA, A. **Electric power distribution**. 1. ed. New York: McGraw-Hill, 2005.

RUBINSTEIN, R. Y. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 1. ed. New York: John Wiley & Sons, 1981.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2. ed. Hoboken (NJ): John Wiley & Sons, 2008.

SANTOS, A. dos; BARROS, M. T. C. de. Stochastic modeling of power system faults. **Electric Power Systems Research**, v. 126, p. 29–37, 2015.

SHOOMAN, M. L. **Probabilistic reliability: an engineering approach**. 1. ed. New York: McGraw-Hill, 1968.

SHORT, T. **Electric power distribution handbook**. 1. ed. Boca Raton (FL): CRC Press, 2004.

SILVA, A. Leite da; GUIMARAES, A.; NASCIMENTO, L. Distribution reliability: Data calibration based on Monte Carlo simulation and evolutionary optimization. In: **International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. Durham (UK): [s.n.], 2014. p. 1–6.

SILVA, A. Leite da et al. Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 1, p. 73–80, Feb 2000. ISSN 0885-8950.

SILVA, A. Leite da et al. Analytical and Monte Carlo approaches to evaluate probability distributions of interruption duration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1341–1348, Ago 2005.

TODOROVSKI, M.; RAJICIC, D. Handling three-winding transformers and loads in short circuit analysis by the admittance summation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 3, p. 993–1000, Ago 2003.

TRONCHONI, A. B. et al. Descoberta de conhecimento em base de dados de eventos de desligamentos de empresas de distribuição. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 21, n. 2, p. 185–200, Abr 2010.

WILLIS, L. **Power distribution planning reference book**. 2. ed. New York: Marcel Dekker, 2004.

APÊNDICE A – Construção das matrizes de admitância primitivas

A.1 LINHAS

Em Kersting (2002), há uma abordagem de como se determinar a matriz impedância série de linhas de distribuição (z_{eq}), aéreas e subterrâneas. Tal método considera as distâncias entre os condutores e a terra, a bitola dos cabos, a quantidade e disposição das fases, entre outros. A obtenção de z_{eq} das linhas não é objeto de estudo desta dissertação, logo serão empregadas as matrizes de impedância já disponíveis nos sistemas teste do IEEE a serem estudados.

A admitância de uma linha de distribuição qualquer será:

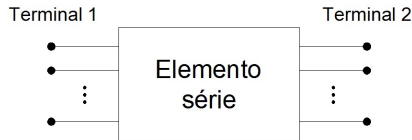
$$y_{eq} = z_{eq}^{-1} \quad (A.1)$$

A matriz de admitância primitiva será formada por:

$$Y_{\text{prim}} = \begin{bmatrix} y_{eq} & -y_{eq} \\ -y_{eq} & y_{eq} \end{bmatrix} \quad (A.2)$$

A matriz de admitância primitiva representa a admitância do elemento vista do terminal 1 e do terminal 2, conforme a figura 23. Como a linha é um elemento passivo, a admitância é a mesma para ambos lados.

Figura 23 – Representação padrão de um componente série



Fonte: adaptado de Dugan (2013)

A.2 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A representação do transformador não é trivial como outros componentes de um sistema de distribuição. Existe uma grande variedade de conexões, eles podem ter impedâncias diferentes para cada enrolamento, e podem ser monofásicos, bifásicos, trifásicos, ou uma combinação destes. O método exposto por Dugan e Santoso (2003)

aborda estes problemas com uma formulação bastante genérica e objetiva, sendo essencial ao presente trabalho.

No método, algumas matrizes auxiliares são formadas a fim de representar o tipo de ligação dos terminais primários e secundários (\mathbf{A}), a relação de transformação (\mathbf{N}), a impedância (\mathbf{Z}_b) e a incidência nóbarr (\mathbf{B}). Essas matrizes completam a equação para formar $\mathbf{Y}_{\text{primitiva}}$ ou \mathbf{Y}_{prim} :

$$\mathbf{Y}_{\text{prim}} = \mathbf{A} \times \mathbf{N} \times \mathbf{B} \times \mathbf{Z}_b^{-1} \times \mathbf{B}^T \times \mathbf{N}^T \times \mathbf{A}^T \quad (\text{A.3})$$

Na expressão acima, \mathbf{Z}_b é uma matriz diagonal formada pelas impedâncias próprias do transformador. No caso de um transformador trifásico, tem-se:

$$\mathbf{Z}_b = \begin{bmatrix} z_{\text{fase a}} & 0 & 0 \\ 0 & z_{\text{fase b}} & 0 \\ 0 & 0 & z_{\text{fase c}} \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

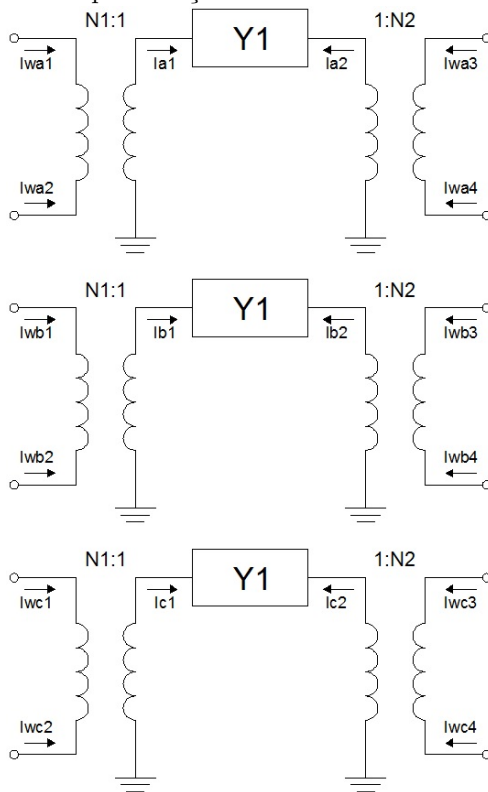
A matriz \mathbf{B} é uma matriz de incidência de dimensão $\mathbf{m} \times \mathbf{m} - 1$, e seus elementos são 1, -1 ou 0. Ela relaciona as correntes \mathbf{I}_a , \mathbf{I}_b e \mathbf{I}_c em relação à própria admitância do transformador \mathbf{Y}_1 , conforme a figura 24. Para um transformador trifásico genérico a matriz \mathbf{B} é dada por:

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

A matriz \mathbf{N} tem dimensão $\mathbf{m} \times \mathbf{m}$ ou $2\mathbf{m} \times \mathbf{m}$ e também é de incidência, onde os elementos diferentes de zero são o inverso do número de voltas nos enrolamentos, ou a tensão nominal do enrolamento dependendo da base de \mathbf{Z}_b . A matriz será $2\mathbf{m} \times \mathbf{m}$ caso seja desejado representar explicitamente cada terminal de cada enrolamento individualmente. Então o sistema completo para três fases é representado por:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{wa} \\ \bar{I}_{wb} \\ \bar{I}_{wc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N_a & 0 & 0 \\ 0 & N_b & 0 \\ 0 & 0 & N_c \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

Figura 24 – Representação de um transformador genérico



Fonte: adaptado de Dugan e Santoso (2003)

sendo:

$$\bar{I}_{wa} = [I_{wa1} \quad I_{wa2} \quad I_{wa3} \quad I_{wa4}]^T$$

$$\bar{I}_a = [I_{a1} \quad I_{a2}]^T$$

O exemplo a seguir apresenta o enrolamento da fase “a”, que tem tensão nominal fase-terra de **7200 V** no primário e **2401 V** no secundário.

$$\begin{bmatrix} I_{wa1} \\ I_{wa2} \\ I_{wa3} \\ I_{wa4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{7200} & 0 \\ \frac{-1}{7200} & 0 \\ 0 & \frac{1}{2401} \\ 0 & \frac{-1}{2401} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

Finalmente a matriz \mathbf{A} relaciona os terminais primários e secundários do banco de transformador, refletindo o tipo de ligação do equipamento. Um exemplo de \mathbf{A} para um transformador trifásico estrela-estrela é apresentado a seguir, e a representação do modelo é ilustrada na figura 25.

$$\mathbf{I}_{\text{prim}} = \mathbf{A} \times \mathbf{I}_w \quad (\text{A.8})$$

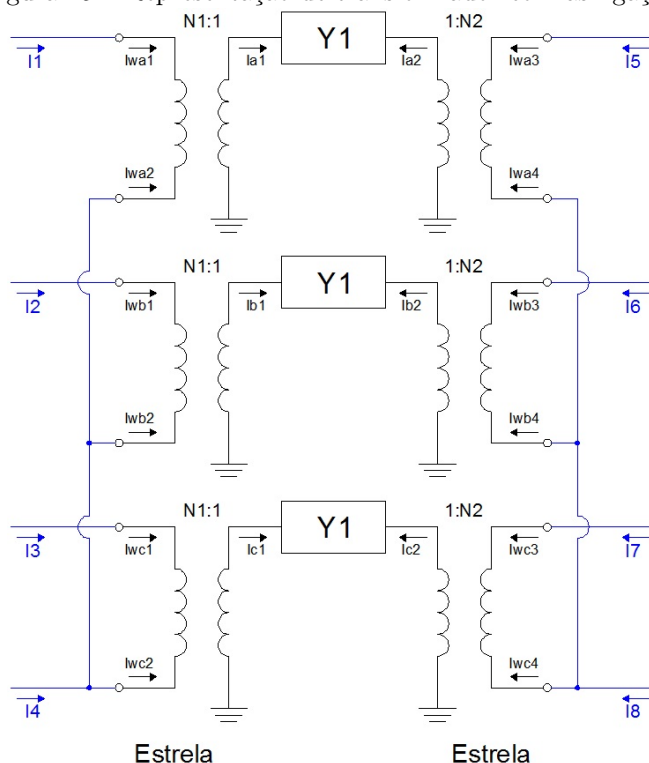
$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{wa1} \\ I_{wa2} \\ I_{wa3} \\ I_{wa4} \\ I_{wb1} \\ I_{wb2} \\ I_{wb3} \\ I_{wb4} \\ I_{wc1} \\ I_{wc2} \\ I_{wc3} \\ I_{wc4} \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

Assim, o pseudoalgoritmo para obtenção da \mathbf{Y}_{prim} é:

1. Obter a matriz de impedâncias (\mathbf{Z}_b);
2. Obter a matriz \mathbf{B} ;
3. Obter a matriz \mathbf{N} ;
4. Obter a matriz \mathbf{A} ;
5. Construir a matriz \mathbf{Y}_{prim} com a equação (A.3).

Note que \mathbf{Y}_{prim} poderá ter dimensão, para o caso trifásico, de 6×6 até 8×8 , dependendo da conexão entre terminais. A formulação

Figura 25 – Representação de transformador com as ligações



Fonte: própria do autor

apresentada é generalista e pode ser aplicada a diversos tipos de ligação com a devida análise da formação das matrizes de incidência.

A.3 FONTES DE TENSÃO

Um alimentador radial terá como fonte de energia a subestação a montante. Ao invés de inserir todo o sistema elétrico além do ponto de conexão, considera-se um equivalente representado por uma fonte de tensão (KERSTING, 2002).

As fontes de tensão são modeladas como um elemento série com características especiais. São um equivalente de Thévenin, ou seja, uma

fonte de tensão em série com uma impedância. No caso particular de um lado aterrado, a parte da matriz \mathbf{Y}_{prim} correspondente pode ser omitida. Os dados de entrada devem ser a tensão fase-fase ou fase-neutro e a potência de curto-circuito no ponto considerado.

Um modelo aproximado pode ser desenvolvido aplicando a transformação de impedância reversa, da teoria de componentes simétricas. Geralmente os dados disponíveis para o elemento são as impedâncias de sequência positiva e zero (KERSTING, 2002). Usando as impedâncias de sequência conhecidas tem-se:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{seq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_0 & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{Z}_+ & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{Z}_+ \end{bmatrix} \quad (\text{A.10})$$

A transformação de impedância reversa resulta na seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{aprox} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_s \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{seq} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{A}_s \end{bmatrix}^{-1} \quad (\text{A.11})$$

sendo:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.12})$$

e:

$$a_s = 1\sqrt{120} \quad (\text{A.13})$$

logo,

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{aprox} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 2 \cdot \mathbf{Z}_+ + \mathbf{Z}_0 & \mathbf{Z}_0 - \mathbf{Z}_+ & \mathbf{Z}_0 - \mathbf{Z}_+ \\ \mathbf{Z}_0 - \mathbf{Z}_+ & 2 \cdot \mathbf{Z}_+ + \mathbf{Z}_0 & \mathbf{Z}_0 - \mathbf{Z}_+ \\ \mathbf{Z}_0 - \mathbf{Z}_+ & \mathbf{Z}_0 - \mathbf{Z}_+ & 2 \cdot \mathbf{Z}_+ + \mathbf{Z}_0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.14})$$

e a matriz de admitância será o inverso da matriz \mathbf{Z}_{aprox} .

Muitas vezes a impedância equivalente do sistema elétrico até o ponto de conexão do alimentador na subestação é desconhecida. Neste trabalho é utilizada uma aproximação de $\mathbf{Z}_+ = \mathbf{1,65} + j\mathbf{6,60}$ e $\mathbf{Z}_0 = \mathbf{1,90} + j\mathbf{5,70}$ sugerida em Dugan (2013), para tornar a CCC um número complexo.

Com o valor da CCC, calcula-se a impedância de sequência positiva e de sequência zero no ponto de conexão, representadas pelas

equações (A.15) e (A.16) respectivamente, para então solucionar a equação (A.14) (KERSTING, 2002).

$$Z_+ = \frac{V^2}{(CCC_{3\varnothing})^*} \quad (\text{A.15})$$

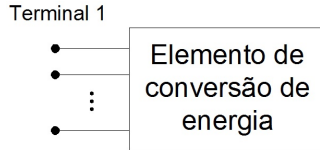
$$Z_0 = \frac{3 \times V^2}{(CCC_{1\varnothing})^*} - 2Z_+ \quad (\text{A.16})$$

onde V é a tensão nominal fase-fase dada em kV, e $CCC_{3\varnothing}$ e $CCC_{1\varnothing}$ são dadas em MVA.

A.4 CARGAS

A representação da carga possui somente terminais primários, uma vez que converterá energia elétrica em outra forma de energia (ver figura 26). A matriz \mathbf{Y}_{prim} será formada basicamente pela própria admitância da carga.

Figura 26 – Representação da carga



Fonte: adaptado de Dugan (2013)

Para o caso de cargas conectadas em delta, deve ser realizada a transformação para conexão estrela.

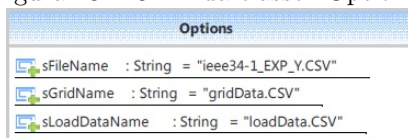
APÊNDICE B – Diagramas de classes UML

A classe “Main” (figura 27) executa o algoritmo e “Options” (figura 28) determina o nome dos arquivos de entrada de dados. Neste trabalho são lidos arquivos com extensão *.csv.

Figura 27 – UML da classe “Main”



Figura 28 – UML da classe “Options”



“DataReader” (figura 29) lê e organiza os dados de entrada de “Options” em variáveis padronizadas, disponibilizando para uso posterior.

O laço principal do algoritmo acontece no SMC, representado aqui na classe “MonteCarlo” (figura 30). Nesta, encontra-se o gerador de números aleatórios normalmente distribuídos e uma semente (“seed”) para que a mesma sequência seja repetida nas simulações. O método “computeMonteCarlo” invoca métodos alocados em outras classes: buildTopology(), shortCircuitInit(). Uma vez na iteração, os métodos sampleShortCircuit(...) e computeShortCircuit(...) serão invocados a cada falta no sistema.

Figura 30 – UML da classe “MonteCarlo”

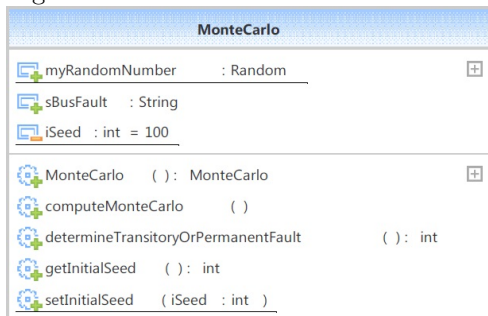
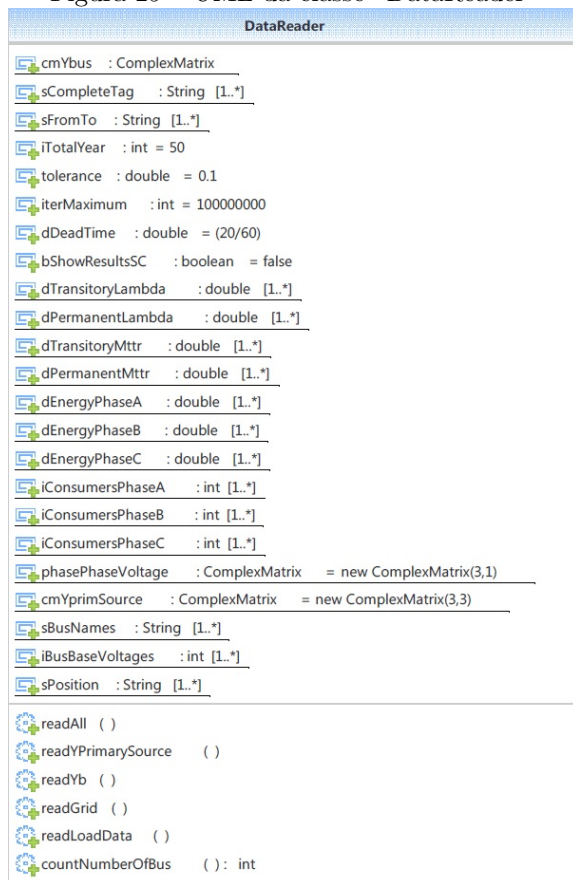
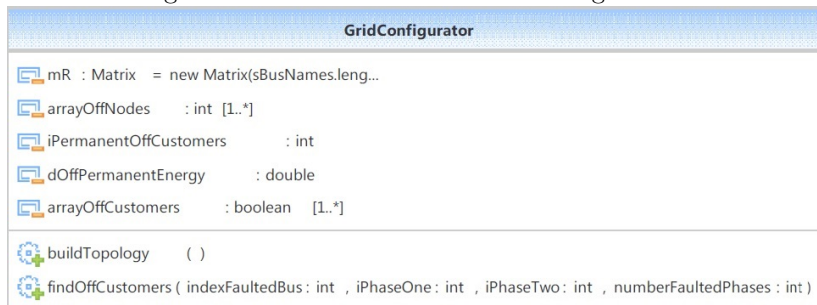


Figura 29 – UML da classe “DataReader”



A classe “GridConfigurator” (figura 31) dedica-se a encontrar os consumidores atingidos por determinada falta no sistema.

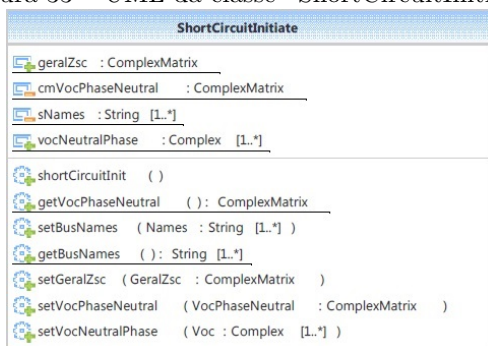
Figura 31 – UML da classe “GridConfigurator”



A classe “ShortCircuitSampler” (figura 32) é responsável por obter as variáveis aleatórias de acordo com critérios probabilísticos modelados. São obtidos nesta classe: tipo da falta, fases afetadas, resistência de falta, e tempo do curto-circuito permanente.

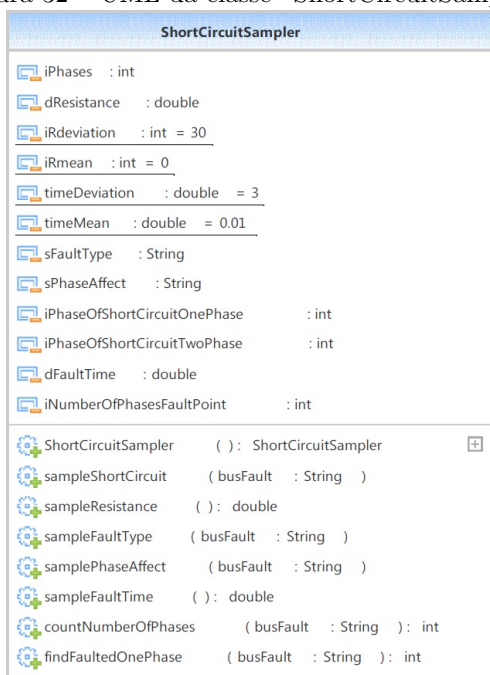
“ShortCircuitInitiate” (figura 33) prepara as condições iniciais para o cálculo da corrente de curto-circuito, como a obtenção da matriz Z_{sc} para todos os nós da rede. Desta forma, o sistema linear será resolvido uma única vez e ficará disponível para demais classes e métodos durante toda a simulação.

Figura 33 – UML da classe “ShortCircuitInitiate”



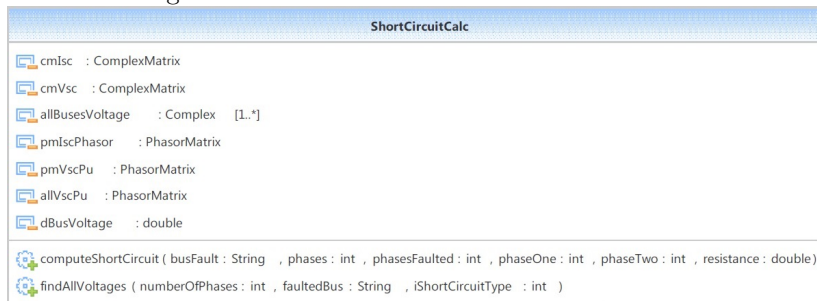
A classe “ShortCircuitCalc” contém o método que calcula a corrente de curto-circuito, o `computeShortCircuit(...)`, perante todas as condições determinadas na simulação SMC (elemento em falta) e na

Figura 32 – UML da classe “ShortCircuitSampler”



amostra dada por “ShortCircuitSampler”. Ainda nesta classe são obtidas as tensões pós-falta em todos os nós do alimentador, que serão utilizadas para as funções teste dos índices de qualidade de energia, o SARFI_x.

Figura 34 – UML da classe “ShortCircuitCalc”



Finalmente, na classe “Indices”, são obtidos os índices de performance do alimentador e seus respectivos valores β após as iterações atingirem um número preestabelecido de amostras anuais.

Figura 35 – UML da classe “Indices”

